

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

**USO DE PSEUDOMEDIDAS EM ESTIMADOR DE ESTADOS
PARA CÁLCULO DE DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS**

Porto Alegre

2017

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

**USO DE PSEUDOMEDIDAS EM ESTIMADOR DE ESTADOS
PARA CÁLCULO DE DISTRORÇÃO HARMÔNICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2017

LUCAS TUPI CALDAS PULZ

**USO DE PSEUDOMEDIDAS EM ESTIMADOR DE ESTADOS
PARA CÁLCULO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University Of Technology – Göteborg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Adriano Peres de Moraes, UFSM

Pós Doutor pela University of Florida – Florida, Estados Unidos

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Jeferson Vieira Flores, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, Março de 2017.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos meus familiares, em especial aos meus tios Joaquim e Paulo Hörlle Tupi Caldas.

AGRADECIMENTOS

Meus pais e minha irmã, pelo apoio incondicional.

Minha avó e meu avô pelo constante estímulo aos estudos.

Aos meus amigos e colegas do laboratório pelo companheirismo ao longo desses anos.

Todos que de maneira direta ou indireta colaboraram para esta etapa da minha vida.

RESUMO

A maior presença de correntes harmônicas no sistema de distribuição, principalmente devido à geração distribuída, tem chamado atenção sobre suas possíveis consequências. O trabalho apresenta um método para a avaliação de harmônicas em um sistema elétrico através de um estimador de estados. A proposta é um método de supervisão da rede de distribuição utilizando o menor número de medidores possível. Isso foi feito identificando topologias de rede que viabilizam o uso de pseudomedidas no lugar de medidores. O método é aplicado a um estudo de caso baseado no modelo IEEE 13 barras e os resultados do estimador de estados foram comparados a uma simulação. Também é feita uma análise de sensibilidade do código, observando os resultados quando se adicionam erros sobre as medidas e sobre os parâmetros das linhas do sistema.

Palavras-chave: Estimador de estados. Harmônicas. Sistema de distribuição. Análise de sensibilidade.

ABSTRACT

The growth of harmonic currents in distribution system, mainly due the distributed generation, is calling attention of the specialists to its possible consequences. This work presents a method to assessment of harmonics in an electric power system through a state estimator. The proposal is a method to monitor the distribution network using as few measurement devices as possible. It was performed identifying network topologies where a pseudomeasurement can replace a measurement device. The method was applied to a study case based on the IEEE 13 buses model and its results were compared to a simulation. A sensitivity analysis of the code also was performed, errors were added to measurements and lines parameters to assess the errors in the state estimator results.

Keywords: State estimator. Harmonics. Distribution systems. Sensitivity analysis.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Motivação	14
1.2	Objetivos	15
1.3	Estrutura da dissertação	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Estimador de estados	18
2.2	Observabilidade do Sistema	22
2.3	Distorção Harmônica	23
2.3.1	Fontes Harmônicas	25
2.3.2	Efeitos das Harmônicas no Sistema Elétrico	30
2.4	Procedimentos de Distribuição	33
2.5	Potência Aparente na Presença de Distorção Harmônica	36
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	38
3.1	Estimador de Estados para Harmônicas	38
3.2	Medição de Harmônicas	41
4	USO DE PSEUDOMEDIDAS	44
4.1	Pseudomedidas: Caso I	45
4.2	Pseudomedidas: Caso II	47
4.3	Pseudomedidas: Caso III	52
5	ESTUDO DE CASO	53
6	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	69
6.1	Erros de Medição	69
6.2	Erros nos Parâmetros das Linhas	75
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	86
	ANEXO A – RESULTADOS DO ESTIMADOR DE ESTADOS	92

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Fluxograma do Estimador de Estados.....	21
Figura 2 Tensões harmônicas e forma de onda resultante.....	24
Figura 3 Tensão e corrente em carga linear.....	26
Figura 4 Tensão e corrente em carga não linear.....	26
Figura 5 Corrente de magnetização de um transformador sob condição de saturação.....	27
Figura 6 Tensão de um conversor 12 pulsos e sua transformada de Fourier.....	30
Figura 7 Caso I para o uso de pseudomedidas.....	45
Figura 8 Representação alternativa para o caso I.....	45
Figura 9 Caso II para o uso de pseudomedidas.....	47
Figura 10 Representação alternativa para o caso II.....	48
Figura 11 Modelo π para linha média.....	51
Figura 12 Caso III para o uso de pseudomedidas.....	52
Figura 13 Sistema do estudo de caso.....	53
Figura 14 Diagrama de etapas do algoritmo EE.....	57
Figura 15 Módulos das tensões harmônicas na barra 4 considerando pseudomedidas apenas na barra 4.....	59
Figura 16 Ângulo das tensões harmônicas na barra 4 considerando pseudomedidas apenas na barra 4.....	59
Figura 17 Módulos das tensões harmônicas na barra 5 considerando pseudomedidas apenas na barra 5.....	60
Figura 18 Ângulo das tensões harmônicas na barra 5 considerando pseudomedidas apenas na barra 5.....	61
Figura 19 Módulos das tensões harmônicas na barra 10 considerando pseudomedidas apenas na barra 10.....	62
Figura 20 Ângulo das tensões harmônicas na barra 10 considerando pseudomedidas apenas na barra 10.....	62
Figura 21 Módulo de tensão estimado para a 5ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	64
Figura 22 Ângulo de tensão estimado para a 5ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	64
Figura 23 Módulo de tensão estimado para a 7ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	65
Figura 24 Ângulo de tensão estimado para a 7ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	65
Figura 25 Módulo de tensão estimado para a 11ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	66
Figura 26 Ângulo de tensão estimado para a 11ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	66
Figura 27 Módulo de tensão estimado para a 13ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	67
Figura 28 Ângulo de tensão estimado para a 13ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.....	67
Figura 29 Módulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	70
Figura 30 Ângulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	70
Figura 31 Módulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	71
Figura 32 Ângulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	71
Figura 33 Módulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	72
Figura 34 Ângulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	72
Figura 35 Módulo de tensão estimado 13ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	73

Figura 36	Ângulo de tensão estimado 13 ^a harmônica para cenários EE10% e EE20%.....	73
Figura 37	Desempenho do EE com aumento do limite de erro nas medições.	75
Figura 38	Variação da resistência em relação à temperatura para condutores de alumínio.	77
Figura 39	Variação da resistência em relação a frequência para condutores de alumínio.	78
Figura 40	Variação da indutância em relação a frequência para condutores de alumínio.	79
Figura 41	Módulo de tensão estimado 5 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.....	80
Figura 42	Ângulo de tensão estimado 5 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.	80
Figura 43	Módulo de tensão estimado 7 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.....	81
Figura 44	Ângulo de tensão estimado 7 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.	81
Figura 45	Módulo de tensão estimado 11 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.....	82
Figura 46	Ângulo de tensão estimado 11 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.	82
Figura 47	Módulo de tensão estimado 13 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.....	83
Figura 48	Ângulo de tensão estimado 13 ^a harmônica para cenários PL5% e PL15%.	83
Figura 49	Desempenho do EE com aumento do limite de erro nos parâmetros das linhas do sistema.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Limites para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)	34
Tabela 2 Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente.....	34
Tabela 3 Parâmetros elétricos das linhas de distribuição	54
Tabela 4 Limites de Distorção Harmônica de Corrente da NBR 16149	55
Tabela 5 Cargas e perfis de harmônicas por barra.....	56
Tabela 6 Estimação da 5ª harmônica com pseudomedidas na barra 4	58
Tabela 7 Erros registrados nos cenários EE10% e EE20%	74
Tabela 8 Erros registrados nos cenários PL5% e PL15%	84

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

DRC: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DRP: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

EE: Estimador de Estados

GD: Geração Distribuída

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

QEE: Qualidade de Energia Elétrica

SIN: Sistema Interligado Nacional

1 INTRODUÇÃO

Em dados de 2015 divulgados pela *International Energy Agency*, estima-se que 1,2 bilhões de pessoas no mundo não possuem acesso à energia elétrica (IEA, 2015). Entre os afortunados que dispõe de eletricidade, são raros os casos em que alguém não a utilize, seja para acender uma lâmpada durante a noite ou carregar a bateria do seu celular. Em uma visão mais abrangente, a eletricidade movimenta a economia dos países, pois proporciona serviços à população e permite o funcionamento de grandes indústrias. Para atender a demanda de energia elétrica dos consumidores do nosso país, o Brasil possui um grande e complexo sistema elétrico de potência que conecta todas as regiões, o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse sistema pode ser dividido em quatro setores: geração, transmissão, distribuição e consumidores finais.

A energia elétrica no Brasil é gerada basicamente por usinas hidrelétricas e termoelétricas, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2016). Tipicamente, as usinas de geração de energia estão afastadas dos grandes centros urbanos, para viabilizar a transmissão de energia até os consumidores, as tensões são elevadas ao nível da rede básica. A rede básica compreende subestações e linhas de transmissão de tensão igual ou superior a 230kV, permitindo que a eletricidade percorra grandes distâncias com perdas elétricas aceitáveis.

Conforme as linhas de transmissão da rede básica se aproximam de regiões urbanizadas, os níveis de tensão são gradativamente reduzidos através das subestações da cidade, onde as menores tensões são encontradas nos alimentadores e são da ordem de 23kV e 13,8kV. A partir desses, são derivados circuitos que percorrem as ruas da cidade, onde a tensão é rebaixada pela última vez, nos transformadores de distribuição, antes de chegar aos consumidores de energia atendidos nos níveis de 127/220V ou 220/380V.

O setor de geração de energia é de responsabilidade do ONS. Sua função é assegurar que as usinas do país estão gerando energia suficiente para os consumidores. Dessa forma, o ONS necessita acompanhar as medidas de energia nas usinas para saber quais ações tomar ao longo do dia para suprir a demanda de energia elétrica, e para tal as usinas de energia devem ser bem equipadas com instrumentos de medição para disponibilizar esses dados ao ONS.

O ONS também é o responsável pela transmissão de energia, através da monitoração e operação do SIN. Por meio de telemetria, as subestações do país que pertencem à rede básica informam aos Centros de Operação do Sistema dados colhidos de seus medidores, que permitem determinar quais linhas ou equipamentos estão operando e sob quais condições. Com isso, os operadores podem definir quais manobras devem ser tomadas para garantir a segurança e boa operação do sistema.

No setor de distribuição, cada distribuidora de energia é responsável pela sua área de concessão. Pode-se dizer que nesse setor é onde há a menor quantidade de dados referentes à operação da rede elétrica, o que colabora para sua susceptibilidade a falhas. Após as subestações, ao longo dos alimentadores, não há uma supervisão eficaz do sistema que permita aos operadores acompanhar o seu funcionamento e tomarem atitudes para melhorar o seu desempenho prontamente. O acesso a informações da rede seria uma importante ferramenta para evitar faltas ou corrigi-las em menor intervalo de tempo, além de proporcionar um melhor controle dos indicadores de qualidade de energia elétrica.

Os indicadores de qualidade de energia elétrica e seus parâmetros são determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Esses documentos foram elaborados visando estabelecer normas e padrões referentes ao funcionamento e o desempenho da rede de distribuição, bem como atividades técnicas relacionadas a ela. O módulo 8 do PRODIST trata especificamente dos indicadores de qualidade de energia elétrica, tanto de produto quanto de serviço, e é função de

cada distribuidora manter seus indicadores dentro dos valores estabelecidos pela ANEEL, sob a possibilidade de sofrer penalizações ou compensar os clientes por não apresentarem desempenho do sistema dentro dos parâmetros estipulados. A ANEEL divulga as informações dos gastos das distribuidoras de energia provenientes de multas e compensações financeiras aos seus clientes (ANEEL, 2016). Segundo essas informações, no ano de 2015, o total gasto pelas três distribuidoras de energia do Rio Grande do Sul (AES-Sul, CEEE-D e RGE) foi superior a 50 milhões de reais, o que ilustra a dificuldade dessas empresas de atenderem as especificações do PRODIST e evidencia a fragilidade do sistema de distribuição. Um dos indicadores de qualidade de produto estabelecidos pela ANEEL diz respeito ao nível de distorção harmônica na rede, um assunto de alta relevância na atualidade uma vez que o crescimento da geração distribuída causa impacto sobre a forma de onda das tensões no sistema, ainda que até o momento não haja previsão de multa pelo descumprimento dos indicadores de distorção harmônica.

Um fator que aumenta a relevância do tema distorção harmônica é a popularização da geração distribuída (GD). O efeito da GD sobre a qualidade de energia ocorre devido à injeção de correntes harmônicas provenientes dos conversores de frequência que integram o sistema de geração, portanto a quantidade de unidades geradoras no sistema influencia na distorção harmônica (DE LA ROSA, 2006). Outro agravante é a poluição harmônica provocada por veículos elétricos, durante o processo de carga da bateria são emitidas para a rede elétrica harmônicas de até 2 kHz e supra harmônicas de até 150 kHz (MUELLER, 2016).

1.1 MOTIVAÇÃO

A motivação do trabalho surgiu da percepção de que a distribuição de energia elétrica apresenta certo grau de sucateamento e uma defasagem tecnológica comparada à geração e transmissão, que resulta na impressão de que a atenção está mais voltada para esses dois

setores. A partir disso, pensou-se na possibilidade de propor uma maneira de fornecer dados referentes à operação do sistema em barras ao longo da rede, visando extrair informações que sejam utilizadas para melhorar o desempenho do setor de distribuição.

Voltando a atenção para parâmetros e indicadores de qualidade de energia elétrica, se percebe que a preocupação com o nível de distorção harmônica na rede não é recente. Em (NEDJAWI, 1999) foi identificado que a distorção harmônica total no sistema de distribuição em New England nos Estados Unidos crescia 0,1% ao ano e que a quinta harmônica era a mais preocupante. Ainda que esses dados não sejam atuais, acredita-se que essa tendência de aumento da distorção harmônica total persiste até os dias atuais, visto que o número de cargas não lineares na rede vem aumentando (HABIBULLIN, 2014).

Dessa forma, o intuito do trabalho é buscar uma alternativa que possibilite obter mais dados sobre a operação do sistema de distribuição em diferentes localidades e que essas informações colaborem para a manutenção dos indicadores de qualidade de energia elétrica dentro das faixas estabelecidas. Essa alternativa será apresentada através de um método de monitoração da rede de distribuição, equivalente às encontradas nos setores de geração e transmissão.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo do trabalho é propor um método de monitoração para o sistema de distribuição através de estimador de estados que viabilize a análise de distorção harmônica da rede, visando colher dados de operação das barras do sistema utilizando o mínimo possível de instrumentos de medida. A contribuição do trabalho é substituir o uso de medidores pelo uso de pseudomedidas. Acredita-se que com essa ferramenta sejam extraídos parâmetros de funcionamento do sistema e que, através desses dados, seja possível identificar quais ações necessárias para aperfeiçoar o desempenho do sistema, evitar possíveis faltas de energia

causadas pela alta presença de harmônicas na rede, alocar filtros para diminuição dos níveis de harmônicos e corrigir valores dos indicadores de qualidade de energia elétrica.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho é composto de sete capítulos, resumidos a seguir.

O capítulo 1 descreve o atual cenário do sistema elétrico brasileiro e aponta os fatores que serviram de motivação para a escrita desse trabalho. Após apresentada a motivação, são traçados os objetivos do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica sobre os assuntos abordados ao longo do trabalho para melhor compreensão. Inicialmente, o capítulo apresenta a teoria clássica do estimador de estados. A seção seguinte explica como garantir a observabilidade do problema e sua convergência. A seção sobre distorção harmônica aborda desde a definição do distúrbio, até suas causas e consequências sobre o sistema elétrico. A seguir, o capítulo versa sobre os indicadores de qualidade de energia elétrica detalhados nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL que podem ser influenciados pela presença de harmônicos no sistema. A última seção do capítulo aborda de maneira detalhada o conceito de fator de potência incluindo os efeitos da distorção harmônica.

O capítulo 3 é uma revisão bibliográfica, é exposta uma visão geral sobre os trabalhos realizados na área de estimação de estados para harmônicas. São apontados pontos relevantes de cada artigo e identificam-se possíveis contribuições para aprimorá-los.

Após a fundamentação teórica e a revisão bibliográfica, no capítulo 4 é apresentado o método proposto junto com as premissas em que o método se baseia. Hipóteses são elaboradas e justificadas teoricamente de forma a viabilizar o funcionamento do estimador de estados para frequências harmônicas.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de caso baseado no modelo IEEE 13 barras. Nesse sistema são realizados os testes com o estimador de estados para harmônicas e são apresentados os primeiros resultados.

No capítulo 6 é realizada uma análise de sensibilidade do código elaborado. No capítulo anterior, os resultados foram obtidos com condições próximas as ideais, o que eventualmente não condiz com a realidade. Dois novos testes são executados, no primeiro deles são inseridos erros gradativamente maiores sobre as medições utilizadas pelo estimador de estados para verificar o quanto isso prejudica os resultados. No segundo teste, os erros são acrescentados sobre os parâmetros elétricos das linhas do sistema, o que impacta diretamente na matriz admitância.

O capítulo 7 apresenta as conclusões sobre o estudo realizado e impressões obtidas com o estimador de estados. Também são indicadas contribuições futuras para melhorias do método.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para determinar a condição de operação de um sistema elétrico é necessário conhecer previamente a sua topologia e a tensão complexa nas suas barras. O conjunto de módulos e ângulos nos barramentos do sistema é denominado estado estático do sistema (ABUR,2004). Sabe-se que para medir essas grandezas em sistemas trifásicos com bom grau de exatidão são necessários equipamentos confiáveis e de custo elevado, o que torna inviável, dependendo do porte do sistema, a instalação em todas as barras. Existem técnicas que permitem contornar essa situação, uma delas é o estimador de estados.

2.1 ESTIMADOR DE ESTADOS

O estimador de estados (EE) aplicado a sistemas elétricos de potência é um método matemático que permite identificar as tensões complexas em todas as barras a partir de medições em determinadas barras da rede, desde que as condições para aplicação da técnica sejam satisfeitas. Essa ferramenta aumenta a exatidão e a eficiência no sistema de monitoração, proporcionando aos operadores as informações necessárias para manter a segurança da rede ao longo do dia (ABUR,2004).

Essa técnica foi proposta em (SCHWEPPE, 1970), onde o próprio autor compara a estimação de estados com os métodos convencionais de cálculo do fluxo de carga. No entanto, o EE é capaz de lidar com os erros e incertezas do processo, provenientes da medição, comunicação ou mudanças inesperadas do sistema, diferentemente do fluxo de carga que não leva em consideração esses fatores.

Quando se extraem medições de uma grandeza física não há como garantir que o seu valor real está sendo obtido, pois existe um erro associado à medida. Pode ser pelo equipamento que está sendo utilizado, por exemplo, uma régua possui limitação para fornecer a real dimensão de objetos milimétricos. Ainda que o equipamento de medida seja apropriado

para o uso em questão, certas condições podem resultar em erros: uma balança analógica com desgaste em seus componentes internos e conseqüentemente a medida obtida não será confiável. No caso de grandezas elétricas, mesmo com o equipamento correto e aferido, haverá um erro presente na medição devido a não idealidade dos componentes internos dos instrumentos de medida, ainda há de se considerar o erro causado pela exatidão dos transformadores de instrumentação utilizados para o condicionamento dos sinais elétricos. É possível representar matematicamente a diferença entre valor medido e valor real através da equação (1):

$$z_{medidor} = z_{real} + e \quad (1)$$

Onde $z_{medidor}$ é o valor medido, z_{real} é o valor real da grandeza e e é o erro de medida. O termo referente ao erro é aleatório e pode ser modelado como uma distribuição gaussiana de média igual a zero e de variância equivalente à exatidão do medidor utilizado.

Em sistemas elétricos de potência, os estados do problema são os módulos e ângulos das tensões nas barras e as medidas podem ser potências ativas ou reativas, tanto injeção em um barramento quanto fluxo entre duas barras. Sabe-se que é possível relacionar os estados do sistema com as potências através de funções não lineares, e para se resolver corretamente o problema, essas relações precisam ser consideradas, conforme apresentado na equação (2):

$$\mathbf{z}_{m \times 1} = \mathbf{f}(\mathbf{x})_{m \times 1} + \mathbf{e}_{m \times 1} \quad (2)$$

Onde \mathbf{z} é o vetor de medidas, $\mathbf{f}(\cdot)$ é um vetor que contém as funções não lineares que relacionam as medidas com os estados, \mathbf{x} é o vetor de estados que se deseja estimar e \mathbf{e} o vetor de erros das diferentes medidas. A dimensão desses vetores é igual ao dobro de estados que se deseja estimar menos um, pois cada estado corresponde a dois termos desconhecidos, módulo e fase, sendo que o ângulo da barra de referência é previamente conhecido. Conhecendo-se as medidas e as funções que as relacionam com os estados de interesse, restam dois termos desconhecidos na equação (2): os estados e os erros. A partir desse ponto existem diferentes maneiras de solucionar o problema: critério de máxima probabilidade,

critério de variância mínima, entre outros (DU, 1996). Na resolução pelo critério dos Mínimos Quadrados Ponderados, a mesmo utilizado em (SCHWEPPE, 1970) e (ABUR, 2004), o estado estimado do sistema é o valor que minimiza a equação (3):

$$J(\mathbf{x})_{m \times m} = [\mathbf{z}_{m \times 1} - \mathbf{f}(\mathbf{x})_{m \times 1}]^T \mathbf{R}_{m \times m}^{-1} [\mathbf{z}_{m \times 1} - \mathbf{f}(\mathbf{x})_{m \times 1}] \quad (3)$$

Onde \mathbf{R} é uma matriz diagonal cujos elementos não nulos são as variâncias determinadas previamente a partir dos equipamentos de medição utilizados, o índice sobrescrito -1 é o operador de matriz inversa e o sobrescrito T é o operador de matriz transposta. Através de uma análise da equação (3), é possível identificar que para a estimação do valor de \mathbf{x} os medidores de maior exatidão são privilegiados, uma vez que os elementos da diagonal principal da matriz \mathbf{R} associados a estes equipamentos possuem um valor baixo, pois estão associados a menores variâncias, e, após o cálculo da inversa dessa matriz, resultarão em valores maiores dos que os medidores de maior variância. Conseqüentemente, têm mais peso quando se minimiza a equação.

Segundo (SCHWEPPE, 1970), o valor de \mathbf{x} que minimiza a equação (3) deve satisfazer, no mínimo, a condição de otimalidade de primeira ordem, ou seja:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x})_{m \times n} = \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{F}(\mathbf{x})_{m \times n}^T \mathbf{R}_{m \times m}^{-1} [\mathbf{z}_{m \times 1} - \mathbf{f}(\mathbf{x})_{m \times 1}] = 0 \quad (4)$$

Onde $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ é a matriz Jacobiana do vetor $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ definida como:

$$\frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{F}(\mathbf{x})_{m \times n} \quad (5)$$

Minimizar $J(\mathbf{x})$ na forma exposta na equação (3) não é possível devido a não linearidade do vetor $\mathbf{f}(\mathbf{x})$. Para contornar esse problema uma solução tipicamente utilizada é a expansão em séries de Taylor de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$, conforme a equação (6):

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) + \frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}(\mathbf{x}_0)(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) + \frac{\partial^2 \mathbf{g}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}^2}(\mathbf{x}_0) \frac{(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0)^2}{2!} + \dots \quad (6)$$

Onde \mathbf{x}_0 é o valor estimado do vetor \mathbf{x} no início do processo. Não há solução fechada para encontrar o valor que minimiza a equação (3), portanto a opção é linearizar o problema e

aborda-lo de forma iterativa. Adaptando a equação (6) para forma iterativa, considerando apenas os seus dois primeiros termos, e aplicando-a em (4) chega-se a uma equação para calcular o incremento ou decremento do estado para a iteração seguinte:

$$\Delta \mathbf{x}_{n \times 1} = \mathbf{x}_{k+1} - \mathbf{x}_k = -\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)_{n \times n}^{-1} \mathbf{g}(\mathbf{x}_k)_{n \times 1} \quad (7)$$

Onde a matriz $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ é chamada matriz de ganho e é definida como:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) = \frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{F}(\mathbf{x}_k)_{m \times n}^T \mathbf{R}_{m \times m}^{-1} \mathbf{F}_{m \times n}(\mathbf{x}_k) \quad (8)$$

E a matriz $\mathbf{g}(\mathbf{x}_k)$, adaptada da equação (4) para sua forma iterativa, é definida como:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}_k) = -\mathbf{F}(\mathbf{x}_k)_{m \times n}^T \mathbf{R}_{m \times m}^{-1} [\mathbf{z}_{m \times 1} - \mathbf{f}(\mathbf{x}_k)_{m \times 1}] \quad (9)$$

A partir das equações (7), (8) e (9), é possível estabelecer os passos de um algoritmo, exposto na Figura 1, para estimar o vetor de estado \mathbf{x} do sistema:

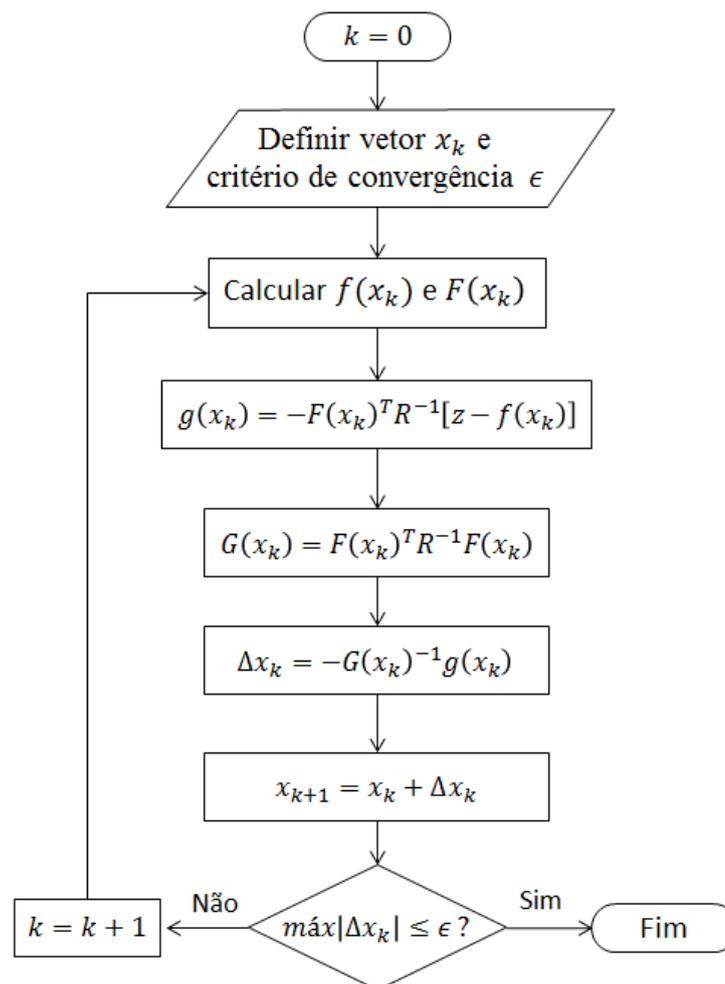


Figura 1 Fluxograma do Estimador de Estados.

O vetor $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ e a matriz $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ são previamente conhecidos de acordo com o conjunto de medidas disponíveis no problema. As equações que relacionam as medições com os estados estão listadas de (10) à (13):

$$P_i = V_i \sum_{j \in \mathfrak{N}_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (10)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in \mathfrak{N}_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (11)$$

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (12)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (13)$$

Onde P_i e Q_i são as potências ativa e reativa injetadas na barra i , P_{ij} e Q_{ij} são os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, entre as barras i e j , V_i e V_j são o módulo da tensão nas barras i e j , respectivamente; θ_i e θ_j são o ângulo da tensão nas barras i e j , respectivamente; G_{ij} e B_{ij} são a parte real e imaginária do termo Y_{ij} da matriz admitância; θ_{ij} é a diferença entre os ângulos θ_i e θ_j ; g_{ij} e b_{ij} são as partes real e imaginária da admitância que conecta as barras i e j ; g_{si} e b_{si} são as partes real e imaginária da admitância *shunt* conectada na barra i .

2.2 OBSERVABILIDADE DO SISTEMA

Para se estimar os estados do sistema, alguns requisitos devem ser atendidos. O primeiro deles é a quantidade de medidas que devem ser utilizadas em relação ao número de estados a se determinar. Sabendo que para solucionar o sistema é necessária pelo menos uma equação para cada estado e que uma barra da rede representa dois estados, módulo e ângulo da tensão, sendo o ângulo da barra de referência conhecido, o número mínimo de medidas necessária é:

$$m \geq 2n - 1 \quad (14)$$

Onde n é o número de barras do sistema e m é o número de medidas utilizado nos cálculos. Além da quantidade, o conjunto de medições utilizado deve fornecer a quantidade de informações necessárias para a resolução do sistema de equações. Verifica-se que a existência de solução para equação (7) depende da matriz de ganho $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ ser não singular, o que é garantido caso as colunas da matriz sejam linearmente independentes. A construção dessa matriz é obtida a partir da equação (8). A matriz \mathbf{R} possui posto completo, pois os elementos da diagonal principal são diferentes de zero, portanto as suas colunas são linearmente independentes. Identifica-se que a condição para matriz de ganho $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ ser não singular depende da matriz $\mathbf{F}(\mathbf{x}_k)$. Caso essa última seja singular, a matriz $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ também será e não é possível chegar a uma solução para a equação (7). Dessa forma, se diz que o sistema é algebricamente observável em relação a um conjunto de medidas se a matriz Jacobiana $\mathbf{F}(\mathbf{x}_k)$ possui posto igual à dimensão do vetor \mathbf{x} . Porém, essa condição não garante resposta para o problema, pois ao longo da solução iterativa é possível que a matriz $\mathbf{F}(\mathbf{x}_k)$ assumam valores que não resultem na convergência devido a problemas numéricos, causados pela má escolha das medidas coletadas ou pelo estado real do sistema estar muito distante dos valores atribuídos à solução inicial. Quando se chega a solução do problema de estimação de estados utilizando-se os valores iniciais de 1,0 pu para módulos e 0 rad para os ângulos das tensões, se define que o sistema é numericamente observável (ABUR, 2004).

2.3 DISTORÇÃO HARMÔNICA

Idealmente, a tensão oferecida aos consumidores em todos os pontos da rede deveria ser representada por uma senóide com a frequência correspondente à frequência fundamental do sistema. Por diversos fatores, as distribuidoras de energia não conseguem manter esse padrão e a forma de onda da tensão apresenta deformações. Segundo o (ARRILAGA, 2004),

o fenômeno associado com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental é denominado distorção harmônica.

As harmônicas são tensões e correntes senoidais de frequência múltiplas inteiras da frequência fundamental do sistema. Quando essas senóides são sobrepostas à forma de onda da frequência do sistema se verifica a distorção resultante, conforme a Figura 2. Esse tipo de distorção é a mais recorrente nos sistemas elétricos, ainda que a presença de inter harmônicas, que são frequências não múltiplas da fundamental, esteja aumentando (ARRILAGA, 2004).

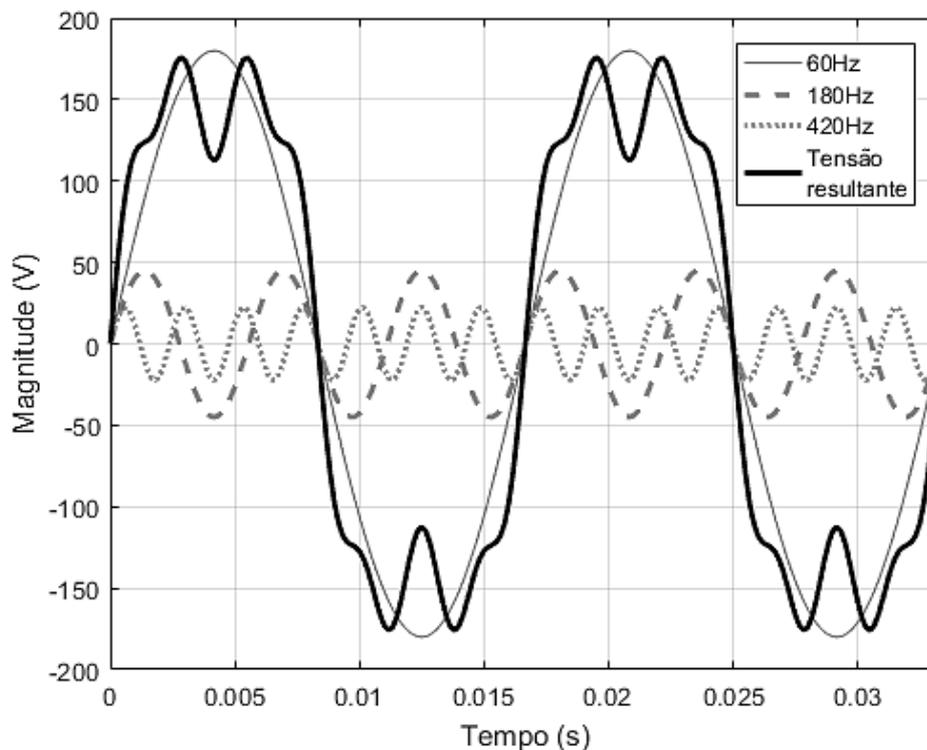


Figura 2 Tensões harmônicas e forma de onda resultante.

A presença de harmônicos na tensão e corrente do sistema pode trazer efeitos indesejáveis e, portanto, os níveis de distorção devem ser observados e respeitados de acordo com as normas vigentes. O Módulo 8 do PRODIST determina os limites aos quais as componentes de tensão harmônicas devem ser mantidas, esses valores estão expressos na seção 2.4 referente aos Procedimentos de Distribuição (ANEEL, 2016).

2.3.1 Fontes Harmônicas

As fontes de distorção harmônica nos sistemas elétricos são as cargas cuja relação entre tensão e corrente não podem ser descritas através de uma relação linear devido à resistência não apresentar um valor constante, as chamadas cargas não lineares. A Figura 3 ilustra a corrente de uma carga linear quando aplicada uma tensão senoidal, é possível verificar que o comportamento da tensão é também verificado na forma de onda da corrente, ambas senoidais. Já na Figura 4, estão representadas a corrente e a tensão durante o funcionamento de um IGBT, nesse caso é visível que a forma de onda da corrente não pode ser representada por uma senóide tal qual a tensão, portanto representa uma carga não linear. Antes da utilização dos semicondutores de potência no sistema elétrico, as principais cargas não lineares eram equipamentos a arco, máquinas elétricas rotativas e transformadores operando em condição de saturação (DE LA ROSA, 2006).

No caso dos equipamentos a arco, a relação entre tensão e corrente é altamente não linear e depende do comprimento do arco elétrico. Nos fornos, o arco elétrico se comporta diferente de acordo com a sua interação com o campo magnético do metal que está sendo derretido, o que resulta em mudanças abruptas na tensão e faz com que sejam percebidas componentes de frequência entre 0,1 e 30kHz (ARRILAGA, 2004).

Transformadores também apresentam característica não linear em caso de saturação do núcleo, conseqüentemente, nesse caso são considerados fontes de correntes harmônicas. A condição de saturação do núcleo pode ocorrer em duas situações, quando os transformadores operam acima da potência nominal ou acima da tensão nominal. A primeira situação ocorre tipicamente nos períodos de pico de demanda e a segunda em condições de baixa carga.

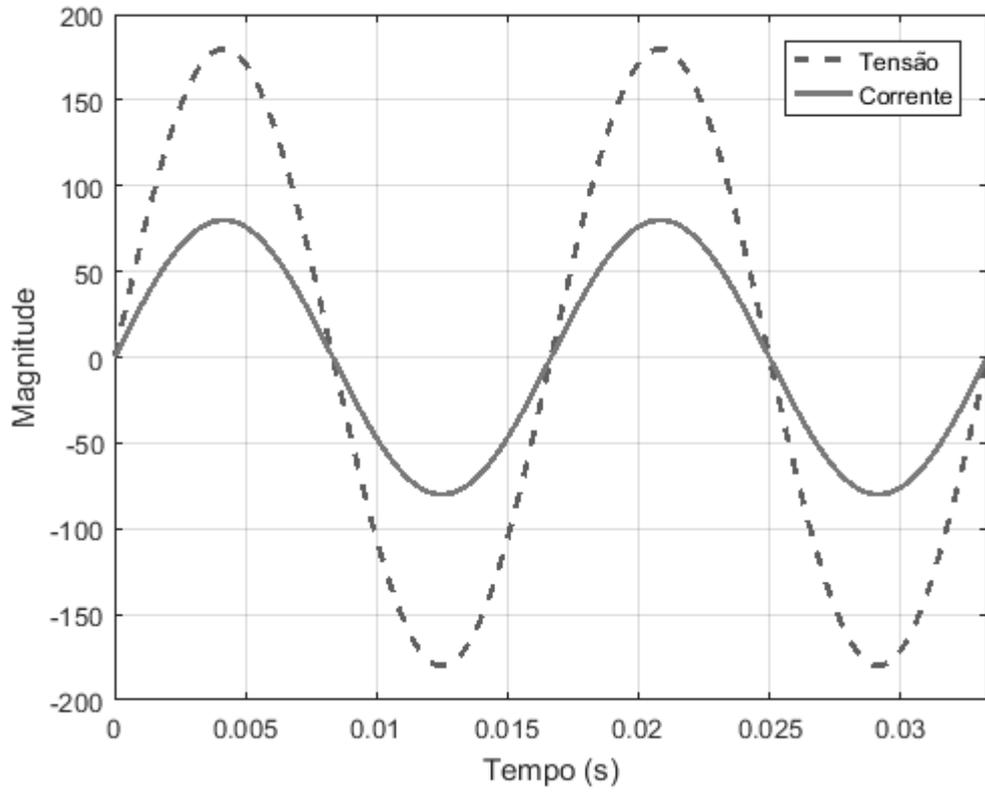


Figura 3 Tensão e corrente em carga linear.

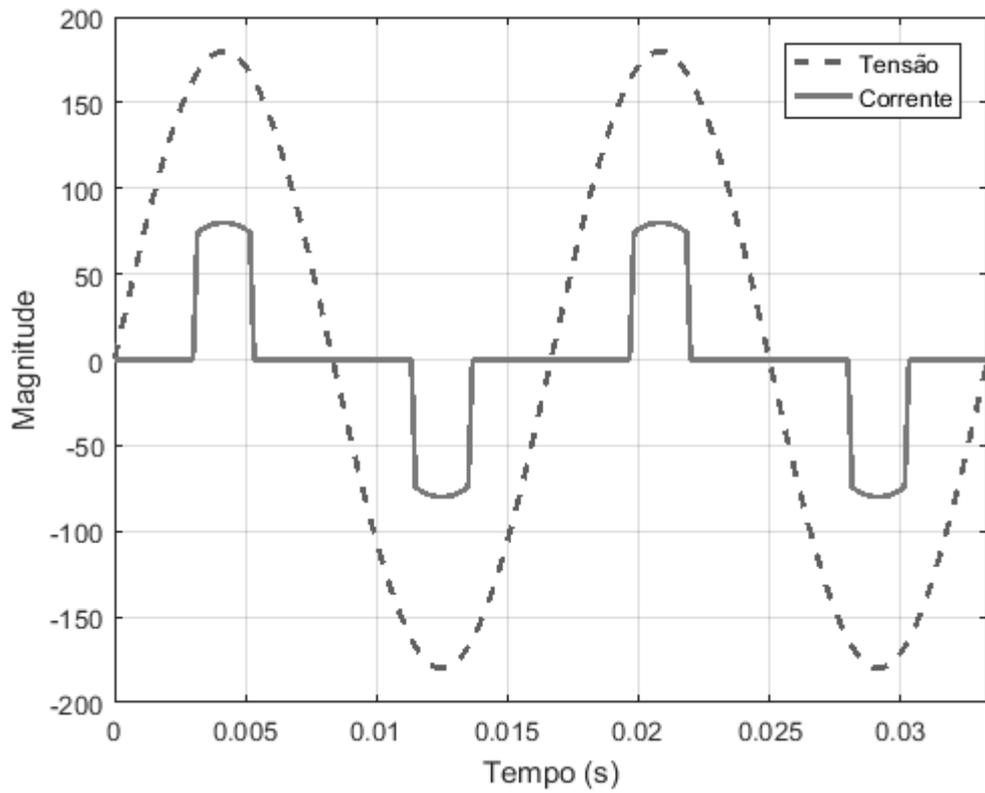


Figura 4 Tensão e corrente em carga não linear.

Quando operando em condição de saturação do núcleo e considerando o efeito da histerese, o transformador apresenta uma corrente de magnetização não linear, conforme ilustra a Figura 5. Ainda que não fosse considerado o efeito da histerese, a corrente de magnetização também é não linear, porém, nesse caso, ela é simétrica em relação ao valor de pico.

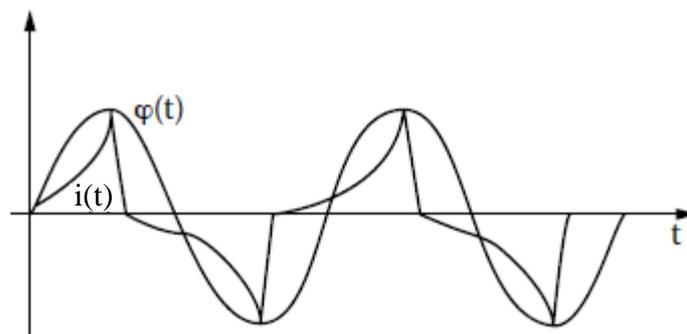


Figura 5 Corrente de magnetização de um transformador sob condição de saturação.

Em (DE LA ROSA, 2006) uma análise do espectro da corrente $i(t)$ da Figura 5 é realizada, se verifica que a distorção é causada principalmente por componentes harmônicas de sequência zero, a terceira e suas múltiplas. Para atenuar suas consequências na forma de onda, se costuma estabelecer um caminho para as correntes múltiplas de três através da ligação delta do transformador, de forma que as correntes de sequência zero fiquem confinadas nos enrolamentos e não circulem pelo sistema, mantendo a tensão do sistema o mais senoidal possível.

A corrente de energização de transformadores também pode resultar em condição de saturação. Quando desativado, o núcleo do transformador pode manter um fluxo residual, no momento da nova energização, o fluxo de magnetização se sobrepõe ao fluxo residual e essa soma pode chegar até três vezes o fluxo magnético esperado, o que leva o transformador a uma condição extrema de saturação. Conseqüentemente, há um aumento considerável na corrente de magnetização, que pode chegar de 5 até 10 pu, quando o esperado em condições

normais é aproximadamente 2% da corrente nominal. A duração da corrente de partida depende da resistência do enrolamento primário, quanto maior o transformador, menor a resistência do seu enrolamento e maior a duração da corrente (ARRIGALA, 2004).

Outra fonte de correntes harmônicas são as máquinas rotativas, a presença de correntes harmônicas, decorrentes de imperfeições na construção das máquinas, induz força eletromotriz nos enrolamentos do estator de frequência igual à relação entre velocidade e comprimento de onda. Isso acontece, por exemplo, devido a irregularidades no padrão de enrolamento das bobinas de uma máquina rotativa trifásica, ou pelo fato das ranhuras do estator e rotor não possuírem perfeita simetria. Além disso, também pode ocorrer surgimento de correntes harmônicas por saturação do núcleo magnético da máquina (DE LA ROSA, 2006).

Nesse trabalho, a fonte de harmônica de interesse são os conversores e inversores de eletrônica de potência, que modificam a tensão e a frequência para diferentes aplicações e estão espalhados pelo sistema de distribuição. Eles podem ser de pequeno porte, como os retificadores monofásicos, encontrados em residências para funcionamento de televisores, computadores e outros eletrodomésticos, ou conversores de grande porte, utilizado em indústrias, distribuidoras de energia e na geração de energia solar e eólica.

Para a conversão de tensão alternada em tensão contínua são utilizados retificadores. De maneira simplificada, seu funcionamento se dá através de componentes de eletrônica de potência que permite a passagem de corrente elétrica apenas em parte do ciclo de tensão, caso como o da Figura 4 que representa o funcionamento de um IGBT. Assim funciona o retificador monofásico de ponte de diodos, um dos mais populares para eletrodomésticos. Esse circuito permite a passagem de corrente apenas nos momentos em que a tensão está próxima ao seu valor de pico. Com o uso de capacitores a tensão é mantida em um nível constante. A forma de onda resultante é visivelmente distinta de um seno e, portanto, trata-se

de uma carga não linear e com diferentes componentes harmônicas em seu espectro de frequência.

Para a conversão de tensão contínua para tensão alternada, também há injeção de harmônicas na rede pelo uso de componentes de eletrônica de potência. Visando reproduzir uma forma de onda senoidal, os conversores utilizam um trem de pulsos com diferentes amplitudes se aproximando da forma desejada, de modo que quanto mais pulsos compuserem a onda, menos harmônicas serão produzidas, pois a forma de onda resultante será mais fiel a um seno. A Figura 6 ilustra a forma de onda de um conversor de doze pulsos por período para tensão alternada de 60Hz e as componentes harmônicas correspondentes, que pode exemplificar o funcionamento de uma fonte de alimentação ininterrupta (UPS).

No caso da geração distribuída, dependendo da fonte primária utilizada, a tensão poderá ser contínua, caso da geração solar, ou alternada, de frequência diferente da tensão da rede, como ocorre com a geração eólica. Independente do tipo de geração, serão necessários inversores de frequência para que os consumidores que possuem geração própria entreguem energia à rede com os mesmos parâmetros de módulo e frequência que recebem. Conseqüentemente, a popularização da geração distribuída no país irá aumentar a quantidade de fontes harmônicas no sistema de distribuição devido à maior quantidade de conversores presentes no sistema elétrico (XU, 2016).

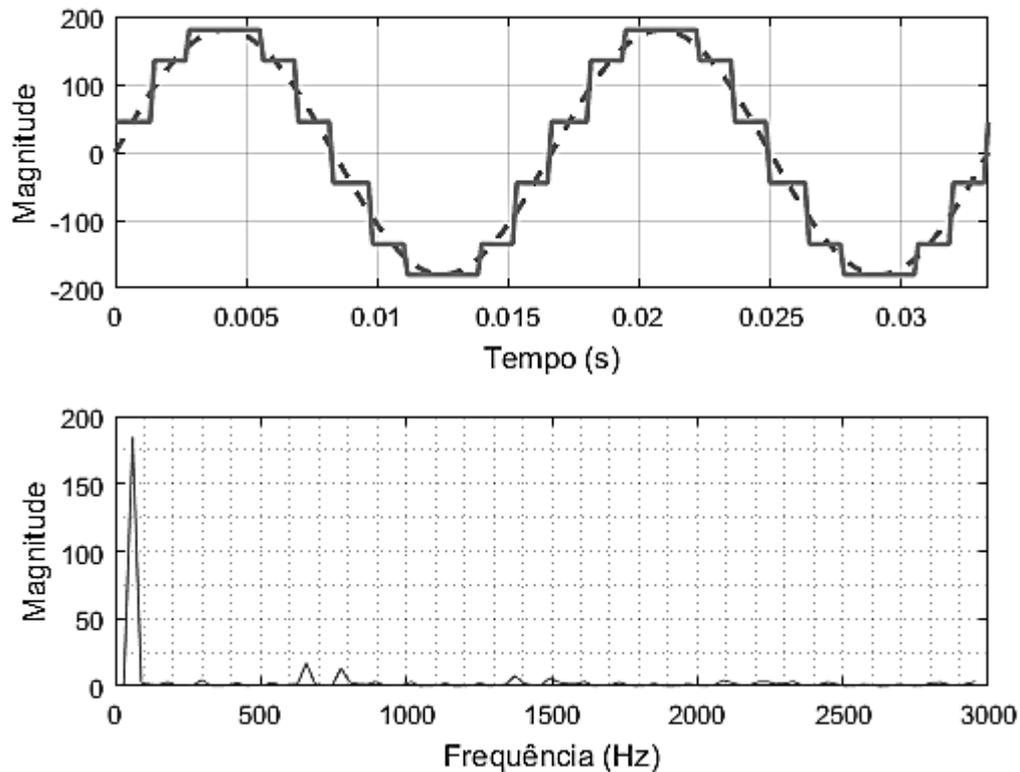


Figura 6 Tensão de um conversor 12 pulsos e sua transformada de Fourier.

2.3.2 Efeitos das Harmônicas no Sistema Elétrico

A distorção harmônica pode provocar diferentes consequências dependendo do tipo de carga ou componente do sistema elétrico afetado. De modo abrangente, pode-se dizer que a distorção harmônica causa: perda de eficiência energética, mau funcionamento de componentes do sistema, redução da vida útil de equipamentos e possibilidade de amplificação de níveis harmônicos por condição de ressonância.

A circulação de correntes harmônicas em um sistema elétrico reduz a sua eficiência energética, pois refletem no aumento do valor eficaz de corrente e, conseqüentemente, as perdas elétricas serão maiores, de acordo com (15).

$$Perdas = \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 R_n \quad (15)$$

Onde I_n é a n -ésima harmônica e R_n é a resistência do cabo na frequência da harmônica. Devido ao efeito pelicular, a resistência do cabo para corrente alternada tende a aumentar com o aumento da frequência (ARCEGA, 2014).

Maiores perdas elétricas também podem causar aquecimentos indevidos em determinados equipamentos do sistema. No caso de transformadores, aumento nas perdas provenientes de correntes e tensões harmônicas provoca maior dissipação de calor, o que é altamente prejudicial ao papel isolante do transformador, pois afeta seu isolamento e sua vida útil (FLORES, 2007). Por essa razão, é preciso considerar esse efeito quando se opta pela utilização de transformadores com conexão em delta, uma vez que, conforme referido anteriormente, em caso de operação em condição de saturação, essa ligação mantém a circulação de harmônicas múltiplas de três nos enrolamentos do transformador, podendo causar superaquecimento e demais consequências decorrentes. Além do efeito térmico, a indutância do transformador pode interagir com a capacitância do sistema elétrico e causar ressonância para determinadas frequências.

Em máquinas rotativas há o mesmo efeito térmico que ocorre nos transformadores, superaquecimento devido ao aumento de perdas causado pela circulação de harmônicas, principalmente no rotor (BALDA, 1993). Outra consequência são torques pulsantes no eixo da máquina, que podem surgir devido a interação entre harmônicas de sequência positiva e negativa que ressoam com a frequência mecânica da máquina (ESCOBAR MARTINEZ, 2001). Isso resulta em aumento de vibrações e desgaste de componentes da máquina.

Outro efeito das harmônicas sobre o sistema elétrico é na área de proteção, pois pode afetar a operação de certos tipos de relés, disjuntores ou fusíveis. Relés digitais e algoritmos que se baseiam em amostra de dados ou passagem da tensão por zero estão mais expostos a problemas causados quando há distorção. Segundo (ZAMORA, 2005) e (OLATOKE, 2013), esta situação é mais preocupante quando a distorção harmônica é superior a 20%. Tratando-se

de harmônicas de corrente, podem causar mau funcionamento de disjuntores termomagnéticos e fusíveis quando a distorção resulta em alta taxa de variação de corrente na passagem por zero e da capacidade de interrupção devido a aquecimento adicional (ARRILAGA, 2004).

Da mesma forma que afeta os transformadores, sobre tensões e superaquecimento podem prejudicar o dielétrico de capacitores e reduzir sua vida útil. Uma vez que a potência reativa entregue de um banco de capacitores varia com o quadrado da tensão, aumentos no valor eficaz na tensão devido à presença de distorção harmônica resultam em sobrecargas e podem resultar em faltas de energia devido a falhas em capacitores (DE LA ROSA, 2006).

Além disso, a capacitância dos bancos pode causar ressonância série ou paralelo com as indutâncias do sistema elétrico. Nessa condição, é possível verificar um aumento significativo de tensões e correntes harmônicas, o que pode apresentar perigo à isolação dos equipamentos da rede, aumento de perdas elétricas e operação inesperada de dispositivos de proteção. De modo que a análise de possíveis ressonâncias de frequências harmônicas é de fundamental importância para manter a segurança do sistema. Caso a potência de curto circuito na barra onde o banco de capacitores será instalado seja conhecida, é possível prever qual a frequência de ressonância através da equação (16) (DE LA ROSA, 2006).

$$h_r = \sqrt{\frac{kVA_{CC}}{kVAR_{CAP}}} \quad (16)$$

Onde h_r é a frequência de ressonância, kVA_{CC} é a potência de curto circuito na barra analisada e $kVAR_{CC}$ é a potência do banco de capacitores. Segundo (BALDA, 1993), se as cargas não lineares e o banco de capacitores não ultrapassarem 30% e 20%, respectivamente, da potência nominal do transformador, não há restrições para o uso de banco de capacitores referente ao risco de ressonância.

É possível verificar efeitos da distorção harmônica em diversos outros equipamentos, conforme visto em (BALDA, 1993). Entre eles, podem-se citar os seguintes: interferência em

comunicações, lâmpadas de mercúrio e fluorescentes, computadores e equipamentos eletrônicos.

2.4 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os Procedimentos de Distribuição são uma série de documentos elaborados pela ANEEL que visam normatizar e padronizar o serviço oferecido pelas distribuidoras de energia bem como o desempenho dos sistemas. No módulo 8 do PRODIST é abordada a qualidade de energia elétrica, tanto qualidade do produto quanto do serviço.

Sobre qualidade do produto, a ANEEL define indicadores e determina seus limites, é de responsabilidade das concessionárias manterem os seus indicadores dentro das faixas estabelecidas. Um destes indicadores diz respeito à distorção harmônica. A caracterização deste distúrbio apresentada pela ANEEL condiz com o que foi abordado na seção 2.3, os limites determinados para os níveis de harmônicos estão expostos na Tabela 1.

No entanto, se percebe que alterações nos níveis de tensões harmônicas da rede se refletem sobre alguns dos demais indicadores abordados no módulo 8 do PRODIST, nessa seção eles serão detalhados. É o caso do indicador que trata da tensão em regime permanente, que é obtido do valor eficaz da tensão na barra em que está sendo analisada. Compara-se a tensão de leitura na barra e se compara com o valor de referência, de acordo com essa relação, a tensão na barra é classificada de acordo com a Tabela 2.

Tabela 1 Limites para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1\text{kV}$		$1\text{kV} \leq V_n \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} \leq V_n \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} \leq V_n \leq 230\text{kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6,0	4,5	2,5
	7	6,5	5,0	4,0	2,0
	11	4,5	3,5	3,0	1,5
	13	4	3,0	2,5	1,5
	17	2,5	2,0	1,5	1,0
	19	2	1,5	1,5	1,0
	23	2	1,5	1,5	1,0
	25	2	1,5	1,5	1,0
>25	1,5	1,0	1,0	1,0	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5,0	4,0	2,0
	9	2	1,5	1,5	1,0
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2,0	1,5	1,0
	4	1,5	1,0	1,0	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Tabela 2 Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR) – 1kV a 69kV	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN) – 220/127 V
Adequada	$0,93\text{TR} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TR}$	$0,92\text{TN} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TN}$
Precária	$0,90\text{TR} \leq \text{TL} < 0,93\text{TR}$	$0,87\text{TN} \leq \text{TL} < 0,92\text{TN}$ ou $1,05\text{TN} < \text{TL} \leq 1,06\text{TN}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90\text{TR}$ ou $\text{TL} > 1,05\text{TR}$	$\text{TL} < 0,87\text{TN}$ ou $\text{TL} > 1,06\text{TN}$

São definidos níveis de tensão dentro de intervalos de dez minutos. Com esses dados, se quantificam DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica) e DRP (Duração

Relativa da Transgressão de Tensão Precária), que são o percentual de transgressões em relação a 1008 medições. DRC e DRP não devem ser superiores a 3% e 0,5%, respectivamente. A quantidade de medições a ser obtida depende do número de consumidores de cada distribuidora de energia, com esses dados se calculam os indicadores coletivos que devem ser enviadas trimestralmente para a ANEEL: ICC (Índice de Consumidores com Tensão Crítica), DRP_E (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente) e DRC_E (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente). O primeiro deles é a relação percentual de unidades consumidoras que apresentaram DRC não nulo com o número total de consumidores. Os dois últimos são a relação percentual do somatório de DRC e DRP de cada unidade consumidora pelo total de consumidores analisados. Está previsto no módulo 8 que os consumidores devem ser ressarcidos na forma de compensação na fatura de energia elétrica quando a tensão entregue esteja dentro da faixa de tensão precária ou crítica.

Outro indicador de qualidade de produto é o fator de potência que diz respeito à relação entre potência ativa e potência aparente do sistema. O limite estabelecido para esse indicador é de 0,92 até 1,0, podendo ser de natureza indutiva ou capacitiva. A ANEEL não especifica no PRODIST qual cálculo deve ser utilizado para determinar a potência aparente do circuito. Na seção 2.5 são abordadas algumas definições matemáticas dessa grandeza, uma vez que autores propõem diferentes maneiras de determinar a potência aparente considerando a distorção harmônica nos cálculos.

O indicador de desequilíbrio de tensão diz respeito à presença de tensão de sequência negativa na rede, o que indica desequilíbrio de carga entre as fases do sistema. Até o momento, de acordo com a revisão vigente do PRODIST, esse indicador não possui limites estabelecidos, pois está em fase de estudo para determinar esses valores.

A equação (17) apresenta como calcular o fator de desequilíbrio:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (17)$$

Sendo V_- a magnitude eficaz da tensão de sequência negativa e V_+ a magnitude eficaz da tensão de sequência positiva. Alternativamente é possível utilizar a equação (18) para o cálculo.

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (18)$$

Sendo β a relação entre as tensões de linha do sistema, de acordo com (19).

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (19)$$

2.5 POTÊNCIA APARENTE NA PRESENÇA DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

Existem diferentes abordagens para definição de potência aparente, S , incluindo um fator referente à distorção harmônica, a primeira delas foi proposta em (BUDEANU, 1927), onde o autor considerou a potência aparente composta de três componentes ortogonais:

$$S = \sqrt{P^2 + Q_B^2 + D^2} \quad (20)$$

Onde P é a potência ativa na frequência fundamental, D é a parcela de potência ativa nas frequências harmônicas e a componente da potência reativa, Q_B , é definida através de (21).

$$Q_B = \sum_{l=1}^n V_l I_l \text{sen } \varphi_l \quad (21)$$

Onde V_l , I_l e φ_l são, respectivamente, a tensão, a corrente e o ângulo entre tensão e corrente na harmônica de ordem l .

E ainda apresentou o conceito de potência fictícia, uma relação entre potência aparente e potência ativa dada pela equação (22). Atualmente esse conceito é denominado potência complementar (ARRIGALA, 2004).

$$P_f = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (22)$$

Alguns anos após, (FRYZE, 1932) propôs a separação da corrente em duas componentes: ativa e reativa. Também apresentou uma nova definição para potência reativa, de acordo com (23).

$$Q_F = VI_B = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (23)$$

Onde I_B é a componente reativa da corrente e os demais termos representam as grandezas já conhecidas.

Uma nova proposta baseada em Budeanu e Fryze foi apresentada por (SHEPHERD, 1972), onde a potência aparente foi decomposta em três componentes de acordo com (24).

$$S^2 = S_R^2 + S_X^2 + S_D^2 \quad (24)$$

Sendo:

$$S_R^2 = \sum_1^n V_n^2 \sum_1^n I_n^2 \cos^2 \varphi_n \quad (25)$$

$$S_X^2 = \sum_1^n V_n^2 \sum_1^n I_n^2 \sen^2 \varphi_n \quad (26)$$

$$S_D^2 = \sum_1^n V_n^2 \sum_1^p I_p^2 + \sum_1^m V_m^2 \left(\sum_1^n I_n^2 + \sum_1^p I_p^2 \right) \quad (27)$$

Nessa definição, S_R é a potência aparente ativa, S_X é a potência aparente reativa e S_D a potência aparente de distorção.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 ESTIMADOR DE ESTADOS PARA HARMÔNICAS

Tratando-se de estimação de estados para componentes harmônicas de tensão e corrente, o principal objetivo está em avaliar a distorção harmônica do sistema elétrico e localizar as fontes de harmônicas.

Um dos primeiros estudos aplicando estimador de estados para frequências harmônicas foi proposto em (HEYDT, 1989) para identificar fontes de harmônicas no sistema. Nesse trabalho as barras do sistema são classificadas em três grupos para construção do problema de estimação: barras onde as potências são conhecidas, barras suspeitas de injetar harmônicas com injeção de potência desconhecidas e barras suspeitas de injetar harmônicas que não serão estudadas. De forma semelhante, a partir do equacionamento apresentado pelos autores, é possível concluir que as injeções de potência nas barras sem medição dependem das medições nas barras e linhas conhecidas e também de coeficientes de Fourier obtidos desses sinais. Analisando a resposta em frequência, se compara o ganho em decibéis de cada frequência harmônica com a frequência fundamental e se identifica se a barra estudada está injetando ou absorvendo correntes harmônicas da rede. A inovação apresentada nesse método ilustra os primeiros estudos para se estimar harmônicos em barras sem medição, porém nesse caso a redundância é garantida por medidas de fluxo de potência nas linhas e de injeção de potência nas barras próximas.

É comum também encontrar estimadores de estados para harmônicas baseados em matrizes de incidência, principalmente quando aplicados à sistemas de transmissão que podem ter linhas conectadas ou desconectadas dependendo das condições de operação. No trabalho apresentado em (DU, 1996), essa abordagem é utilizada para estimação de harmônicas, onde o problema não é observável pela ausência de equipamentos de medição em

todas as barras. Os autores solucionam essa questão diminuindo a quantidade de tensões a serem estimadas, se aproveitando do conhecimento prévio das barras que não possuem cargas não lineares e assumindo que não é de interesse do trabalho estimar as harmônicas nessas barras.

As duas referências citadas anteriormente, (HEYDT, 1989) e (DU, 1996), propõem seus métodos a partir da premissa de que são conhecidas quais barras injetam ou não correntes harmônicas na rede. Em trabalhos nessa área de estudo, é comum recorrer a essas informações previamente adquiridas para equacionar o problema, o mesmo recurso é encontrado em (LIAO, 2007).

Quando se aplica estimador de estados para avaliação de distorção harmônica uma particularidade é observada. Alguns algoritmos apresentam erros maiores em determinadas frequências harmônicas. Em (SUPRYA, 2015) o autor comparou dois algoritmos diferentes que executam análise independente de componentes, isso é, algoritmos que quando executados realizam a análise de uma componente harmônica por vez. No trabalho citado foram confrontados os resultados obtidos através dos algoritmos JADI e COMBI, o primeiro deles apresentou resultados com menores erros para a 5ª e 7ª harmônica. Já para a 11ª, 13ª e 17ª harmônica, os melhores resultados foram obtidos com o algoritmo COMBI.

Em (FERREYRA, 2013), o conceito de estimador de estados para a frequência fundamental do sistema foi expandido para a avaliação de componentes harmônicas do sistema, mantendo-se a mesma estrutura do algoritmo clássico e uso do critério de mínimos quadrados ponderados foi mantido. Para cada componente harmônica avaliada, o método gera uma nova matriz admitância, uma vez que essa depende da frequência analisada, e as grandezas elétricas correspondentes foram extraídas a partir da análise de Fourier da forma de onda das tensões nas barras. De posse dessas informações, é possível aplicar (10), (11), (12) e (13), as equações clássicas de fluxo de potência, e realiza uma análise individual de

componentes para cada frequência harmônica do sistema. O algoritmo elaborado na referência citada obteve êxito e apresentou resultados satisfatórios comparados às simulações realizadas. No entanto, deve-se salientar que no trabalho foram consideradas medições em todas as barras do sistema, resultando em uma redundância de medidas muito elevada, o que não condiz com a realidade do sistema de distribuição, pois este possui limitações de medição normalmente encontradas nos sistemas de distribuição. O estudo de caso proposto no artigo considerou um sistema radial sem ramificações e injeção de harmônica em apenas uma barra, o que também não condiz com a topologia de rede tipicamente encontrada na distribuição.

Uma das maneiras estudadas para se estimar os estados das barras do sistema que não contam com medição é a aplicação de algoritmos evolutivos, como foi apresentado em (SEPULCHRO, 2015). Nesse trabalho, os indivíduos da população representam o módulo e o ângulo de tensão nas barras que não são monitoradas, ou seja, são possíveis soluções para as tensões desconhecidas do sistema. A partir das informações de cada indivíduo, se estimam as tensões nas barras de tensão conhecida e se comparam esses resultados com os valores extraídos dos medidores. A função *fitness* do problema é o erro entre os valores estimados e as medições, quanto menor o erro, melhor a nota atribuída ao indivíduo correspondente. Os indivíduos de melhor nota seguem no algoritmo e serão utilizados para construção da próxima geração, enquanto os piores são descartados. São identificados dois grandes diferenciais desse método, um deles é não ser necessário conhecer previamente quais barras injetam correntes harmônicas no sistema. A outra vantagem significativa é a estimação de estados com um número reduzido de medidores. No artigo é apresentado um estudo de caso, onde um sistema de quatorze barras conta com medição em apenas seis barras. O algoritmo utiliza uma população de 40 indivíduos e o critério de parada é de 2000 gerações. O método apresentado se restringe às harmônicas de ordem 3, 5, 7, 9, 11 e 13, caso fosse necessário estimar mais

harmônicas, a quantidade de informações que um indivíduo porta precisaria ser maior, o que também exige maior processamento.

Outra utilidade de algoritmos evolutivos aplicados ao problema de estimação de tensões harmônicas é quanto à definição de localização dos medidores, visando como garantir a observabilidade do sistema e a alocação ótima de medidores. Em (ALMEIDA, 2013) essa abordagem foi utilizada, a função a ser minimizada no problema, denominada função de custo total, é o produto entre um vetor que indica quais as barras do sistema devem ser instalados medidores pelo custo de instalação de um medidor. Este método foi aplicado a dois estudos de caso, no primeiro deles o sistema era composto de 14 barras. Foi constatado que nesse sistema existem aproximadamente 10^{12} possibilidades de alocações de medidores no sistema, o que é considerado um universo de soluções pequeno e, conseqüentemente, o uso de algoritmos *branch-and-bound* é recomendável, pois permite encontrar a solução ótima do problema. Já no segundo estudo de caso, o sistema analisado possui 30 barras, o que eleva drasticamente o universo de soluções possíveis, aproximadamente 10^{25} . Da mesma forma que para o sistema anterior, algoritmos *branch-and-bound* foram testados para encontrar a solução ideal de alocação de medidores, mas após 24 horas sendo executado não foi encontrada uma resposta e o autor optou por utilizar uma abordagem com algoritmos genéticos. Ainda que algoritmos genéticos não garantam a solução ótima do problema, a alocação de medidores obtida em (ALMEIDA, 2013) para o sistema de 30 barras, 28 medidas entre tensão e corrente, foi melhor que a obtida em trabalhos anteriores, 47 medidas entre tensão e corrente.

3.2 MEDIÇÃO DE HARMÔNICAS

Medições em sistemas de média tensão são realizadas de maneira indireta, através de transformadores de potencial e de corrente. Existe um fator de erro atribuído a esses equipamentos dependendo de sua classe de exatidão, no entanto, esse fator é definido baseado

na frequência nominal do sistema. Tratando-se de frequências harmônicas, os transformadores de instrumentação podem apresentar maiores erros de medida, pois não foram projetados para essa finalidade específica (STIEGLER, 2016).

Uma alternativa para contornar o erro, seria a aplicação de um fator de correção para as respostas em altas frequências, no entanto, cada equipamento possui uma resposta diferente para cada frequência harmônica. Segundo (MEYER 2016), a resposta dos transformadores de potencial para frequências de até 3kHz varia de acordo com distintos fatores, como: parâmetros de construção do fabricante, temperatura de operação e carga. Nesse trabalho, o autor realizou um experimento com três diferentes modelos de transformador de potencial. Curvas de erros foram construídas para cada transformador a partir de medidas realizadas no mesmo instante de tempo para sinais de diferentes frequências, as diferenças obtidas entre as curvas traçadas nos testes chegaram a 20% para frequências na ordem de 500Hz, fato que comprova a singularidade de cada tipo de equipamento.

Esse comportamento também é verificado nos transformadores de corrente. O estudo apresentado em (KACZMAREK, 2015) diz que os erros de medição para transformadores de corrente, mesmo quando as normas de fabricação são atendidas, podem ser até doze vezes maiores para sinais distorcidos quando comparados à sinais senoidais de frequência nominal. Ainda segundo o autor, para limitar os erros de transformação em altas frequências em até 15% do valor de medida, é necessário impor limites mais rígidos para a exatidão de transformadores de corrente, inclusive sobre a exatidão dos ângulos de corrente.

Referente à medição de ângulos de tensões e correntes harmônicas, ainda não há uma regulamentação padronizando a necessidade dessas medidas em equipamentos de medição. No entanto, sabe-se que o ângulo de fase de harmônicas viabiliza o cálculo de grandezas úteis em um sistema elétrico, como fluxo de harmônicas e avaliação de emissão de harmônicas. Pela falta de normas técnicas padronizando medidas de ângulo para componentes harmônicas,

alguns fabricantes de medidores optam por não incluir essas medidas em seus equipamentos, enquanto outros incluem essa função em seus medidores, mas a implementam nos seus instrumentos de medição da forma que lhe convém, de acordo com suas próprias interpretações. Consequentemente, não há como garantir que os resultados obtidos através de medidores de fabricantes diferentes são compatíveis e inviabiliza o uso de equipamentos de marcas diferentes em um mesmo sistema elétrico (BLANCO, 2016).

4 USO DE PSEUDOMEDIDAS

O método apresentado neste trabalho se baseou em (FERREYRA, 2013) para estimar as tensões harmônicas nas barras do sistema. Ambos os trabalhos, o de Ferreyra e o apresentado aqui, não incluem análise e tratamento de erros grosseiros, o diferencial em relação ao trabalho original é quanto à quantidade de medidores necessários para garantir a observabilidade do problema. O objetivo aqui é propor uma maneira de aplicar o estimador de estados sem a necessidade de equipamentos de medição em cada barra do sistema e ainda assim manter a convergência do algoritmo, com baixo impacto nos resultados.

Pseudomedidas são dados utilizados no estimador de estados que não provém diretamente de um instrumento de medição (CLEMENTS, 2011). Recorre-se a esse recurso quando não há a quantidade de leituras de medidores suficientes para garantir a observabilidade do sistema, no entanto, os erros associados às pseudomedidas são maiores que valores obtidos através de equipamentos de medição. Dados armazenados em banco de dados, valores obtidos analiticamente e outros similares podem ser utilizados como pseudomedidas, nesse trabalho, a topologia da rede é explorada de forma que seja possível obter pseudomedidas matematicamente através das leituras obtidas dos medidores existentes.

O método proposto utiliza pseudomedidas em barras do sistema em que não há medição para garantir a observabilidade do problema e estimar as tensões harmônicas em todas as barras da rede. A condição para aplicação deste método é que nas barras em que se deseja estimar as tensões com pseudomedidas não haja injeção de correntes harmônicas, ou seja, todas as barras que injetam harmônicas devem possuir medidores. A condição de conhecer previamente quais as barras injetam harmônicas na rede é recorrentemente utilizada por autores que trabalham com esse assunto, conforme apresentado no capítulo anterior. São consideradas três situações distintas para empregar o uso de pseudomedidas.

4.1 PSEUDOMEDIDAS: CASO I

A primeira situação considera três barras em um trecho radial da rede, sendo que a barra na qual se deseja estimar as tensões harmônicas está no final desse ramo. A barra vizinha a essa é considerada fonte de harmônicas e a primeira barra representa o restante do sistema, sendo que a única medição disponível de corrente está na saída da barra B, no trecho AB. A Figura 7 ilustra o caso descrito, sendo que o “M” e o “H” circunscritos em um quadrado e em um círculo representam um medidor de energia e uma fonte de harmônicos, respectivamente.

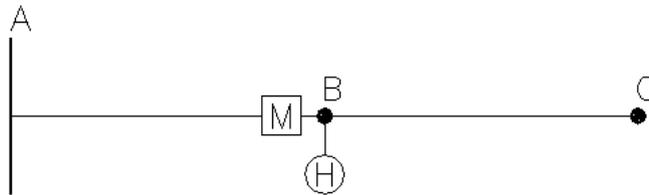


Figura 7 Caso I para o uso de pseudomedidas.

A situação em questão é considerada um divisor de corrente, sendo que a corrente harmônica injetada na barra B se divide em parcelas que dependem das impedâncias que compõem o sistema. A Figura 8 representa as impedâncias presentes na análise do caso I considerando as impedâncias das linhas e das cargas nas barras do sistema.

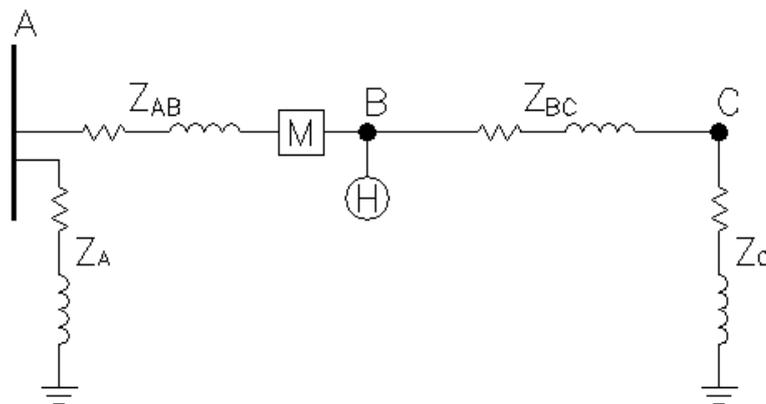


Figura 8 Representação alternativa para o caso I.

As correntes que circulam em cada linha são calculadas através das equações:

$$I_{AB} = I_n \frac{Z_{BC} + Z_C}{Z_{AB} + Z_A + Z_{BC} + Z_C} \quad (28)$$

$$I_{BC} = I_n \frac{Z_{AB} + Z_A}{Z_{AB} + Z_A + Z_{BC} + Z_C} \quad (29)$$

Sendo, I_n a corrente harmônica de ordem n injetada na barra B; I_{AB} a parcela da corrente harmônica que sai da barra B em direção à barra A; I_{BC} a parte da corrente harmônica que sai da barra B em direção à barra C; Z_{AB} e Z_{BC} as impedâncias das linhas para a frequência harmônica de interesse; Z_A a impedância equivalente a montante da barra A e Z_C a impedância da carga na barra C, ambas para a frequência harmônica de interesse. Considerando que a impedância das cargas pode ser grande o suficiente para desprezar as impedâncias das linhas, as equações (28) e (29) podem ser simplificadas como:

$$I_{AB} = I_n \frac{Z_C}{Z_A + Z_C} \quad (30)$$

$$I_{BC} = I_n \frac{Z_A}{Z_A + Z_C} \quad (31)$$

Através de (30) e (31), verifica-se que a maior proporção de corrente harmônica circula em direção contrária à barra de maior impedância.

No caso em estudo, a barra A representa o restante do sistema elétrico composto por m barras, a impedância Z_A é o equivalente das demais impedâncias de cargas e de linhas da rede. Para definir a impedância equivalente em termos dessas impedâncias é necessário conhecer a topologia do sistema, o que não é o caso. Desconsiderando a influência da impedância das linhas para simplificar o equacionamento, conforme feito anteriormente, através da regra de associação de impedâncias em paralelo tem-se a seguinte equação para a impedância Z_A .

$$Z_A = \left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \dots + \frac{1}{Z_m} \right)^{-1} \quad (32)$$

$$Z_A = \frac{Z_1 Z_2 Z_3 \dots Z_m}{Z_2 Z_3 \dots Z_m + Z_1 Z_3 \dots Z_m + Z_1 Z_2 \dots Z_m + Z_1 Z_2 Z_3 \dots Z_{m-1}} \quad (33)$$

No caso particular onde as impedâncias das cargas do sistema são todas iguais a Z , a impedância equivalente é:

$$Z_A = \frac{Z^m}{mZ^{m-1}} = \frac{Z}{m} \quad (34)$$

Conseqüentemente, quanto maior a quantidade de barras no sistema, menor será a impedância Z_A em relação à impedância Z_C , o que acarreta no menor fluxo de corrente em direção à barra C. Nessa hipótese, é considerado que o número de barras que compõem o sistema é tal que a impedância equivalente na barra A é muito menor que a impedância da carga na barra C, de forma que o fluxo de corrente harmônica entre as barras B e C é nulo.

Caso o número de barras do sistema não seja suficientemente grande a ponto de se negligenciar o fluxo de corrente harmônica, essa consideração também permite explorar a opção de interpretar essa situação como um divisor de corrente conforme as equações (30) e (31). A pseudomedida é obtida através de uma ponderação do fluxo medido entre as barras A e B através da proporção entre as impedâncias equivalentes nas barras.

4.2 PSEUDOMEDIDAS: CASO II

A segunda situação de aplicação de pseudomedida é semelhante ao primeiro caso. Considerando um trecho radial com três barras, a primeira barra representa o restante do sistema e a medição de tensões e correntes harmônicas está no final do ramo, assim como a fonte de harmônicas. Deseja-se estimar as tensões harmônicas na barra intermediária. Essa topologia de rede está ilustrada na Figura 9.

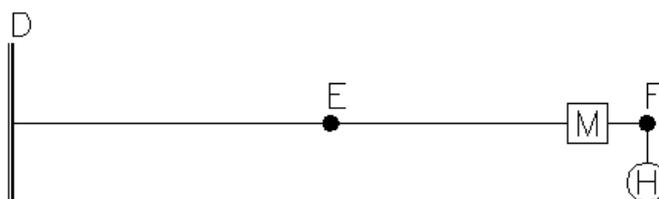


Figura 9 Caso II para o uso de pseudomedidas.

Uma representação alternativa do caso II, considerando as impedâncias das linhas e cargas, está apresentada na Figura 10. Tal como no caso I, interpretando o trecho como um divisor de corrente e equacionando o circuito de maneira análoga tem-se:

$$I_{ED} = I_n \frac{Z_E}{Z_{DE} + Z_D + Z_E} \quad (35)$$

$$I_E = I_n \frac{Z_{DE} + Z_D}{Z_{DE} + Z_D + Z_E} \quad (36)$$

Sendo, I_n a corrente harmônica de ordem n injetada na barra F; I_{ED} a parcela da corrente harmônica que sai da barra E em direção à barra D; I_E a parte da corrente harmônica absorvida pela barra E; Z_{DE} a impedância da linha para a frequência harmônica de interesse; Z_D a impedância equivalente a montante da barra D e Z_E a impedância da carga na barra D. ambas para a frequência harmônica de interesse.

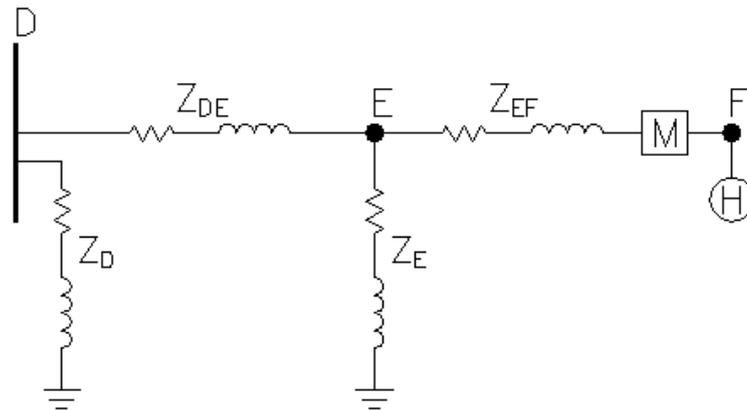


Figura 10 Representação alternativa para o caso II.

Desconsiderando o termo Z_{DE} , pois a impedância da linha é consideravelmente menor que a impedância das barras, (35) e (36) se reduzem à:

$$I_{ED} = I_n \frac{Z_E}{Z_D + Z_E} \quad (37)$$

$$I_E = I_n \frac{Z_D}{Z_D + Z_E} \quad (38)$$

Assim como no caso anterior, se observa que a impedância da carga na barra E é maior que a impedância na barra D, pois essa última é o equivalente das cargas em todo

sistema. Partindo-se da hipótese levantada anteriormente de que a diferença entre as impedâncias é substancialmente grande a ponto de se negligenciar a corrente harmônica absorvida pela barra E, se aproxima a corrente harmônica que circula entre as barras D e E como sendo a mesma que circula entre as barras E e F. Consequentemente, é possível assumir que o fluxo de potência harmônica que sai da barra F se relaciona através do fluxo que sai da barra E através das seguintes equações.

$$P_{ED} + Perdas_W = P_{FE} \quad (39)$$

$$Q_{ED} + Perdas_{VAR} = Q_{FE} \quad (40)$$

Sendo, P e Q o fluxo de potência ativa e reativa da harmônica n , respectivamente, e os índices subscritos indicam a direção dos fluxos de potência da harmônica n . Em ambas as equações, foi utilizado o fluxo de potência harmônica que sai das barras E e F.

As perdas ativas e reativas na linha que conecta a barra E na barra F são calculadas através de:

$$Perdas_W = I_n^2 R_{EF} \quad (41)$$

$$Perdas_{VAR} = I_n^2 n X_{EF} \quad (42)$$

Onde, I_n é a corrente harmônica de ordem n , R_{EF} é a resistência da linha e X_{EF} é a reatância indutiva da linha para a frequência fundamental.

O fluxo de potência harmônico entre as barras E e F é igual a potência injetada na barra F através da fonte de harmônicos.

$$S_{FE} = V_n I_n \quad (43)$$

Onde V_n é a tensão harmônica de ordem n na barra F. Expressando em termos da corrente harmônica e das impedâncias:

$$V_n = I_n Z_{EF} + I_n \left(\frac{(Z_D + Z_{DE}) Z_E}{Z_D + Z_{DE} + Z_E} \right) \quad (44)$$

Aplicando (45) em (44):

$$S_{FE} = I_n^2 \left(Z_{EF} + \frac{(Z_D + Z_{DE}) Z_E}{Z_D + Z_{DE} + Z_E} \right) \quad (45)$$

Extraindo a parte real e imaginária para obter os fluxos de potência ativa e reativa:

$$P_{FE} = \Re(S_{FE}) = I_n^2 \left(R_{EF} + \frac{(R_D + R_{DE})R_E}{R_D + R_{DE} + R_E} \right) \quad (46)$$

$$Q_{FE} = \Im(S_{FE}) = nI_n^2 \left(X_{EF} + \frac{(X_D + X_{DE})X_E}{X_D + X_{DE} + X_E} \right) \quad (47)$$

Ao confrontar as perdas elétricas ativas nas linhas e o fluxo de potência, se chega a seguinte relação:

$$\begin{aligned} \frac{Perdas_W}{P_{FE}} &= \frac{I_n^2 R_{EF}}{I_n^2 \left(R_{EF} + \frac{(R_D + R_{DE})R_E}{R_D + R_{DE} + R_E} \right)} \\ &= \frac{R_{EF}(R_D + R_{DE} + R_E)}{R_{EF}(R_D + R_{DE} + R_E) + R_D R_E + R_{DE} R_E} \end{aligned} \quad (48)$$

Analogamente para as perdas elétricas reativas, a proporção em relação ao fluxo de potência é:

$$\frac{Perdas_{VAR}}{Q_{FE}} = \frac{X_{EF}(X_D + X_{DE} + X_E)}{X_{EF}(X_D + X_{DE} + X_E) + X_D X_E + X_{DE} X_E} \quad (49)$$

Conforme mencionado anteriormente, a impedância observada nas cargas são maiores que as impedâncias das linhas do sistema. Em dados extraídos de modelos de distribuição do IEEE, se constata que as cargas de menor impedância são cerca de 100 vezes maiores que as impedâncias das linhas. Analisando (48) e (49), se identifica que há um termo no numerador de ambas as equações que é o produto das resistências e reatâncias indutivas das duas cargas. Através das informações obtidas dos modelos do IEEE, pode-se assumir que a grandeza desse termo é consideravelmente maior que o denominador, de modo que as perdas elétricas nos condutores devido ao fluxo de correntes harmônicas são insignificantes comparadas ao fluxo de potência harmônica na linha.

As perdas calculadas anteriormente foram definidas para o modelo de linha curta, que é modelado apenas pela resistência e indutância. Quando se considera linhas médias, o

modelo utilizado é o tipo π , ilustrado na Figura 11, que inclui também o fator capacitivo das linhas e, conseqüentemente, uma nova parcela de perdas.

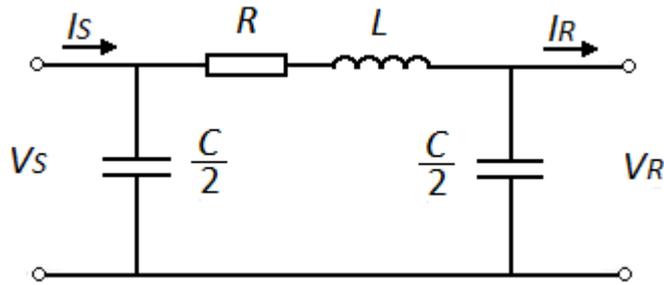


Figura 11 Modelo π para linha média.

De acordo com o modelo de linha π , as perdas por capacitância em um trecho de linha podem ser equacionadas da seguinte maneira:

$$Perdas_{CAP} = \frac{V_S^2}{X_C} + \frac{V_R^2}{X_C} = 2\pi f \frac{C}{2} n V_S^2 + 2\pi f \frac{C}{2} n V_R^2 \quad (50)$$

Caso a diferença das tensões nas extremidades das linhas, V_S e V_R seja suficientemente pequena a ponto de poder se considerar a mesma tensão, a equação das perdas por capacitância poderia ser aproximada pela seguinte equação:

$$Perdas_{CAP} = 2\pi f C n V^2 = B n V^2 \quad (51)$$

Onde, f é a frequência fundamental do sistema, C é a capacitância da linha, n é a ordem da harmônica considerada e B é a susceptância da linha para a frequência fundamental.

Conforme dados do IEEE, as capacitâncias de linhas de distribuição são da ordem de $10^{-6}F$, o que resulta em uma baixa susceptância. Conseqüentemente, em uma análise análoga à apresentada em (49), as perdas capacitivas também podem ser desconsideradas frente ao fluxo de potência reativo das frequências harmônicas que circula nas linhas.

Com as premissas de que a carga na barra E não absorve correntes harmônicas e que as perdas nas linhas podem ser negligenciadas, se propõe que o fluxo de potência que sai da barra F é igual ao fluxo de potência que chega e sai da barra E. A hipótese de pseudomedida a ser utilizada é de que o fluxo entre as barras D e E é igual ao fluxo entre F e E.

4.3 PSEUDOMEDIDAS: CASO III

O caso III trata da situação de estimar a tensão em uma barra conectada a duas fontes de harmônicas, conforme ilustrado na Figura 12. Considerando as premissas apresentadas anteriormente para o caso II de que as perdas podem ser negligenciadas, propõe-se que as correntes harmônicas entre as barras G e I é a soma das correntes harmônicas injetadas nas barras J e K.

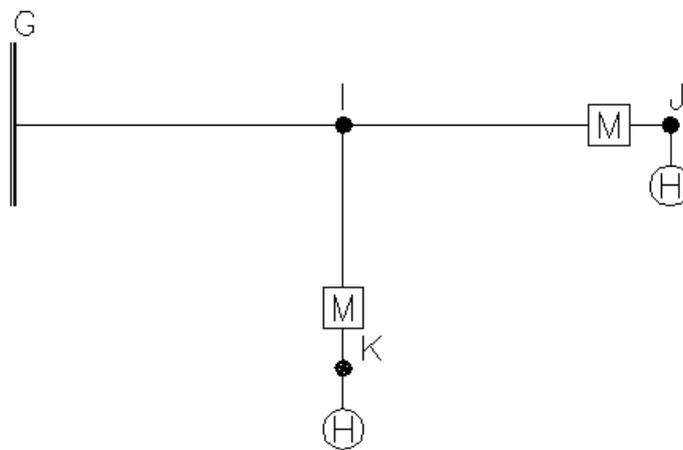


Figura 12 Caso III para o uso de pseudomedidas.

Com as hipóteses levantadas, a proposta é identificar na rede a ser analisada as situações comuns às apresentadas acima e substituir o uso de medidores pelas pseudomedidas. As pseudomedidas são utilizadas na construção do vetor \mathbf{z} e são consideradas da mesma forma que os valores provenientes dos medidores, garantindo a observabilidade do problema.

5 ESTUDO DE CASO

Foi proposto, para validar as hipóteses levantadas neste trabalho, um sistema de doze barras para representar uma rede de distribuição, baseado no modelo IEEE 13 barras de tensão nominal de 4,16 kV. O sistema será considerado equilibrado e trifásico por inteiro, ao contrário do que é geralmente observado na distribuição, pois o equacionamento apresentado no trabalho para aplicação de pseudomedidas funciona exclusivamente para sistemas equilibrados. Em uma segunda etapa do estudo, o modelo será considerado desequilibrado e com trechos monofásicos, conforme o modelo original. O sistema é radial e possui diferentes ramificações, conforme se verifica na Figura 13. Na mesma figura, é possível identificar três topologias equivalentes aos casos propostos para o uso de pseudomedidas.

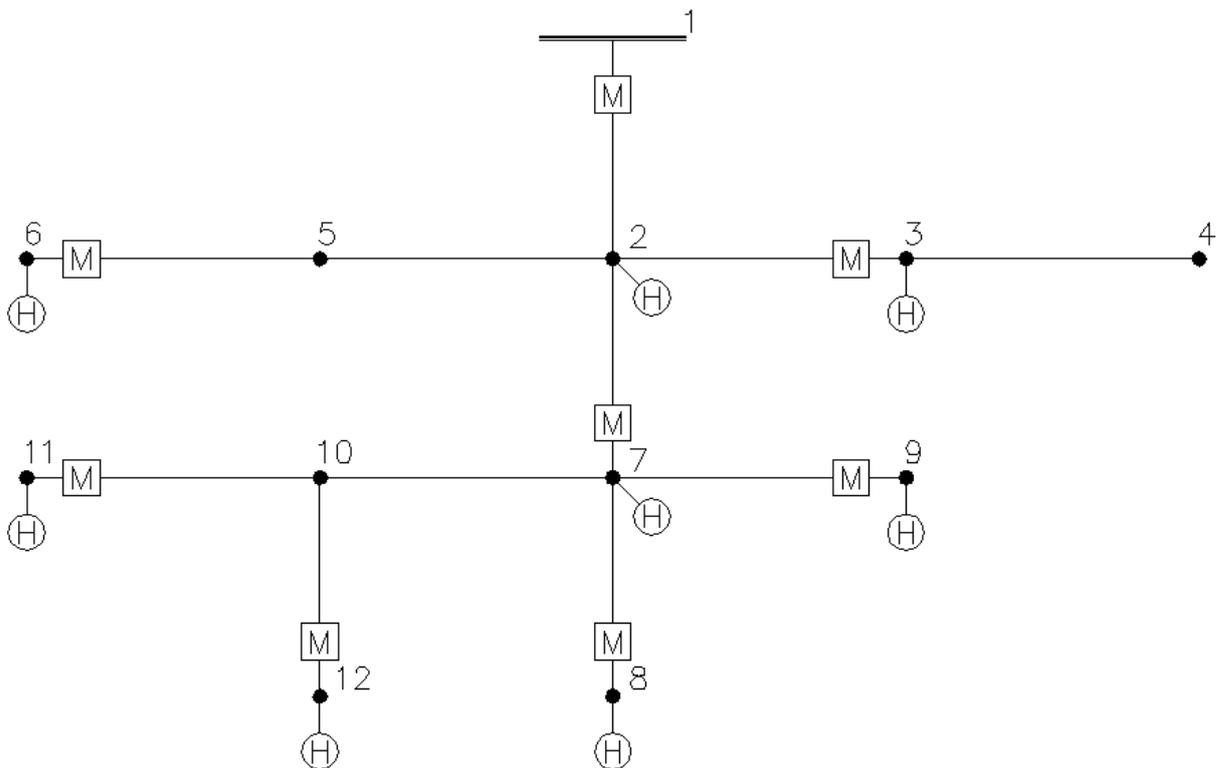


Figura 13 Sistema do estudo de caso.

O caso I se equivale ao trecho formado pelas barras 2, 3 e 4, portanto são consideradas pseudomedidas de fluxo de potência ativa e reativa das componentes harmônicas entre as barras 3 e 4 de acordo com:

$$P_{3-4} = Q_{3-4} = 0 \quad (52)$$

Já o trecho formado pelas barras 2, 5 e 6 corresponde à situação apresentada no caso II, de modo que o fluxo de potência harmônico entre as barras 2 e 5 é o mesmo que o fluxo de potência harmônico entre as barras 5 e 6:

$$P_{2-5} = P_{5-6} \quad (53)$$

$$Q_{2-5} = Q_{5-6} \quad (54)$$

Já o conjunto formado pelas barras 7, 10, 11 e 12 é equivalente ao caso III, onde são consideradas pseudomedidas entre as barras 7 e 10 de acordo com (55) e (56):

$$P_{7-10} = P_{10-11} + P_{10-12} \quad (55)$$

$$Q_{7-10} = Q_{10-11} + Q_{10-12} \quad (56)$$

Quanto à modelagem das linhas da rede foi adotado o modelo tipo π , onde a resistência, indutância e capacitância foram mantidas constantes, independentemente das condições de operação. Os dados estão apresentados na Tabela 3:

Tabela 3 Parâmetros elétricos das linhas de distribuição

Barra de	Barra para	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Capacitância (nF)
1	2	0,1156	0,9836	10,0295
2	3	0,3679	1,2531	10,8422
2	5	0,3679	1,2531	10,8422
2	7	0,1156	0,9836	10,0295
3	4	0,3679	1,2531	10,8422
5	6	0,3679	1,2531	10,8422
7	8	0,1156	0,9836	10,0295
7	9	0,3029	0,6844	159,6974
7	10	0,1156	0,9836	10,0295
10	11	0,1156	0,9836	10,0295
10	12	0,3029	0,6844	159,6974

As barras 9 e 11 contam com bancos de capacitores de 300 kVAr e 150 kVAr, respectivamente.

No sistema, cada barra, com exceção da referência, alimenta uma carga. Para considerar a distorção harmônica, cada carga estará associada a um perfil de injeção de correntes harmônicas, sendo considerados três perfis: alto, médio e baixo. Esses perfis foram definidos em relação aos limites de injeção de distorção harmônica fixados na NBR 16149.

Essa norma, intitulada “Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, é aplicada para sistemas fotovoltaicos que operam conectados à rede de distribuição. Nessa norma se encontram recomendações técnicas para conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição, bem como requisitos para garantir a correta integração entre os sistemas. Um dos tópicos tratados na norma é qualidade de energia elétrica, são especificados limites dos indicadores de QEE que o sistema fotovoltaico deve atender. Os valores limites da norma para a injeção de correntes harmônicas estão expostos na Tabela 4.

Tabela 4 Limites de Distorção Harmônica de Corrente da NBR 16149

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3 a 9	< 4,0%
11 a 15	< 2,0%
17 a 21	< 1,5%
23 a 25	< 0,6%
Harmônicas pares	
2 a 8	< 1,0%
10 a 24	< 0,5%

Neste trabalho foi definido que as cargas de perfil alto são grandes causadoras de distorção harmônica, com níveis de injeção de correntes harmônicas iguais aos limites estabelecidos pela NBR 16149. Já para o perfil médio foi considerado que as correntes

harmônicas injetadas na rede são equivalentes a 50% dos limites estabelecidos na norma. O perfil baixo considera que a carga correspondente é puramente linear e não injeta harmônicas na rede. Conforme especificado anteriormente, o método apresentado se limita a estimar as tensões harmônicas nas barras que não possuem injeção de correntes harmônicas, aqui denominadas cargas de perfil baixo. As cargas e perfis considerados em cada barra do sistema estão apresentados na Tabela 5, elas foram distribuídas aleatoriamente no sistema.

Tabela 5 Cargas e perfis de harmônicas por barra

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Perfil
2	50	45	Alto
3	100	60	Alto
4	135	90	Baixo
5	95	60	Baixo
6	100	65	Médio
7	215	140	Alto
8	85	50	Alto
9	250	160	Alto
10	95	60	Baixo
11	140	90	Médio
12	125	80	Médio

O dado de entrada para o algoritmo desenvolvido é a ordem da harmônica que se deseja estimar. A partir da seleção da harmônica, é construída a matriz admitância do sistema para a frequência de interesse, o vetor $f(x)$ e o seu Jacobiano $F(x)$. Também é definido o valor inicial do vetor de estados.

A partir dessa etapa, a execução do algoritmo EE requer as medidas nas barras onde existem medidores de energia para a construção do vetor z . Nesse trabalho, as medições apontadas no esquema da Figura 13 não são leituras obtidas de instrumentos de medida, mas sim de valores extraídos de simulação do sistema no *software* ATP. As formas de onda nas barras que contam com medição foram exportadas para o *software* Matlab, esses dados foram

processados e foi executada uma análise de Fourier para obtenção do módulo e fase das componentes harmônicas. De posse desses valores, foram calculadas as potências para as componentes harmônicas através das equações (10), (11), (12) e (13) para a construção do vetor de medidas z . As pseudomedidas são então calculadas através das equações (52), (53), (54), (55) e (56).

Na sequência se iniciam os cálculos iterativos do estimador de estados. Os resultados obtidos através do algoritmo EE foram confrontados com os valores da simulação, para validar as hipóteses de pseudomedidas apresentadas. O diagrama apresentado na Figura 14 ilustra as etapas do algoritmo EE. O critério de convergência utilizado foi de 10^{-5} e a frequência de amostragem utilizada na simulação foi de 100k Hz.

Para verificar a influência das pseudomedidas no cálculo do estimador de estados, optou-se por aplicá-las individualmente em um primeiro momento e analisar os resultados. Para isso, na etapa inicial de testes, o código foi executado considerando pseudomedidas apenas na barra 4, as medidas em todas as outras barras, incluindo as barras 5 e 10, foram obtidas da simulação. Esse procedimento foi realizado para as três situações identificadas no estudo de caso e para componentes harmônicas de ordem 2 até 25.

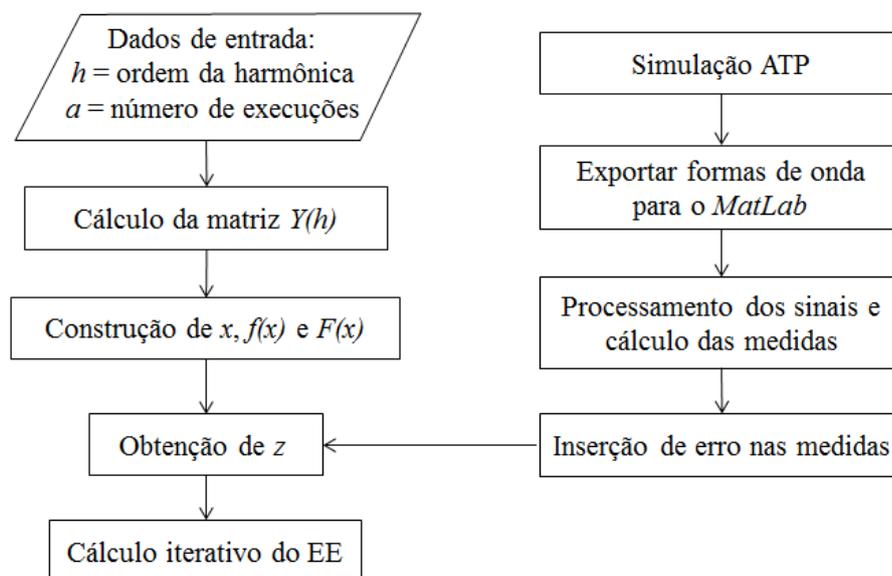


Figura 14 Diagrama de etapas do algoritmo EE.

O algoritmo convergiu em todas as execuções para todo espectro de harmônicas abordadas no trabalho. A Tabela 6 apresenta os valores obtidos para a estimação da tensão de fase de quinta ordem harmônica utilizando pseudomedidas na barra 4 conforme (52). Os resultados obtidos mostram que o erro verificado na tensão eficaz foi inferior a 0,1% e o erro para o ângulo foi de 0,02% na comparação entre o EE e a simulação.

Tabela 6 Estimação da 5ª harmônica com pseudomedidas na barra 4

Barra	Estimador de estados	Simulação ATP
	Tensão (V)	Tensão (V)
2	11,12 \angle 78,73°	11,12 \angle 78,72°
3	11,52 \angle 78,83°	11,52 \angle 78,83°
4	11,52 \angle 78,83°	11,51 \angle 78,82°
5	11,32 \angle 78,78°	11,33 \angle 78,77°
6	11,42 \angle 78,79°	11,42 \angle 78,79°
7	19,61 \angle 77,44°	19,61 \angle 77,44°
8	20,07 \angle 77,65°	20,07 \angle 77,65°
9	20,14 \angle 77,42°	20,14 \angle 77,42°
10	19,92 \angle 76,81°	19,92 \angle 76,80°
11	20,06 \angle 76,88°	20,06 \angle 76,88°
12	20,29 \angle 75,35°	20,29 \angle 75,34°

Verifica-se também que os valores estimados nas demais barras do sistema apresentaram erros de mesma relevância. Em nenhum caso os erros registrados no módulo da tensão foram superiores a 0,1%, enquanto o erro de fase não ultrapassou 0,02%. Tendo em vista que o intuito do trabalho é estimar as tensões harmônicas nas barras em que foram consideradas pseudomedidas, os resultados subsequentes serão limitados a exibir os valores referentes apenas a essas barras.

As Figuras 15 e 16, referentes aos testes executados considerando pseudomedidas apenas na barra 4, ilustram os resultados obtidos para a estimação de tensão harmônica na barra 4 em diferentes componentes harmônicas.

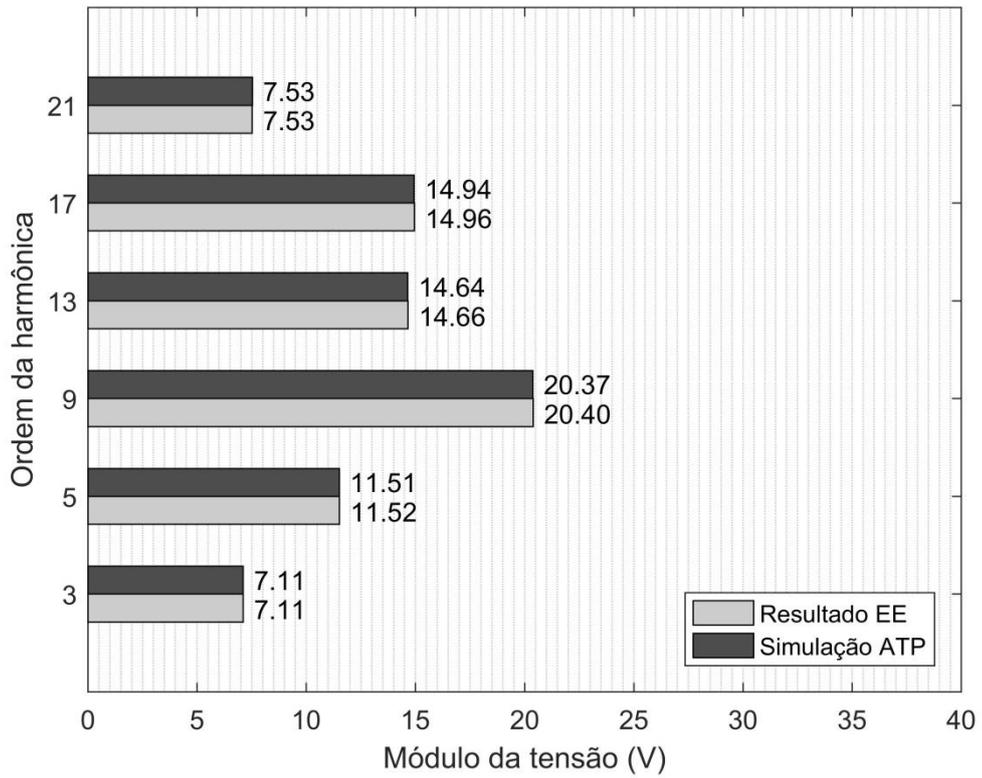


Figura 15 Módulos das tensões harmônicas na barra 4 considerando pseudomedidas apenas na barra 4.

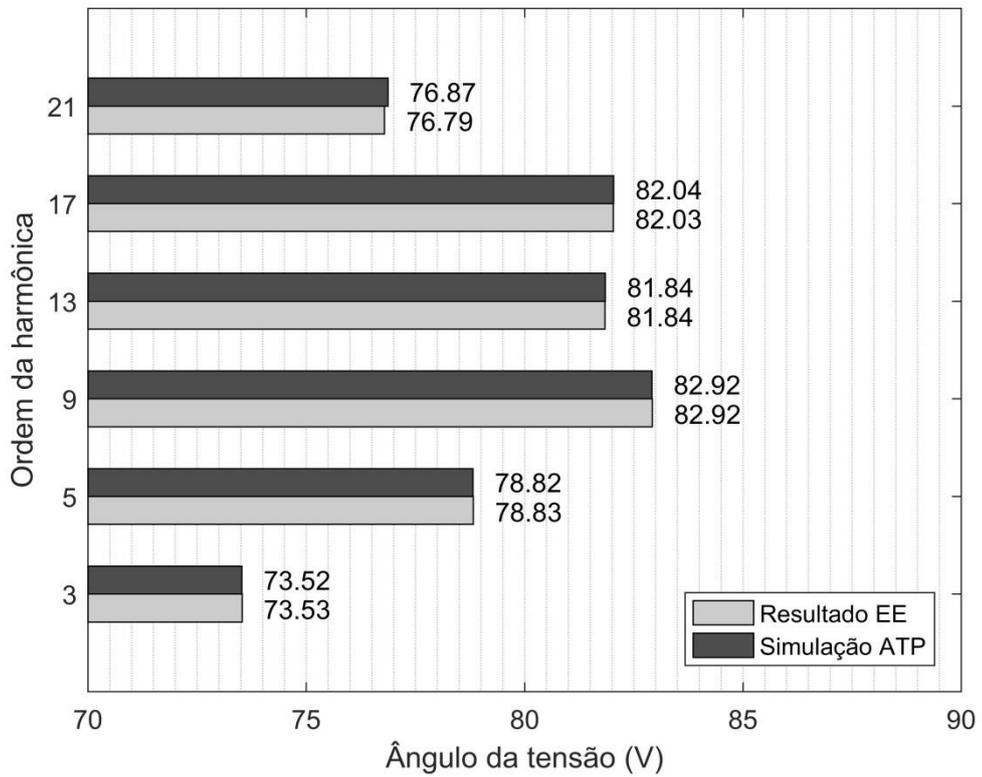


Figura 16 Ângulo das tensões harmônicas na barra 4 considerando pseudomedidas apenas na barra 4.

Constata-se que o erro se manteve dentro do observado nos resultados apresentados na Tabela 6. O código foi executado para diferentes componentes harmônicas e em nenhuma delas o maior erro encontrado foi superior a 0,15%. Verifica-se também que os maiores erros ocorrem no módulo da tensão harmônica eficaz, o erro no ângulo das tensões é ligeiramente inferior.

O mesmo procedimento foi realizado alterando a posição das pseudomedidas para a barras 5 considerando (53) e (54). Da mesma forma que a análise anterior, as pseudomedidas não influenciaram as estimações de estados nas barras com medição. O módulo e ângulo de tensão harmônica estimados para a barra 5 em algumas das frequências testadas estão expostos nas Figuras 17 e 18. Tanto nas barras com medição quanto nas sem, o maior erro registrado não ultrapassou 0,2% para o valor da tensão harmônica eficaz e 0,07% para o ângulo da tensão harmônica, resultados similares aos verificados com pseudomedidas apenas na barra 4.

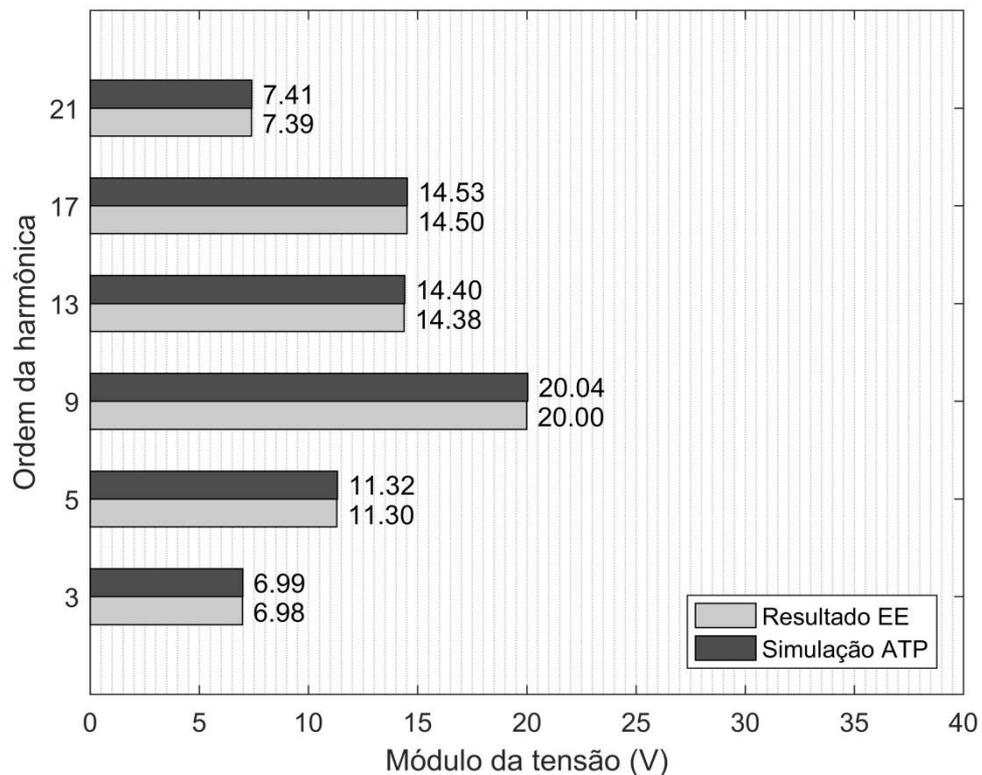


Figura 17 Módulos das tensões harmônicas na barra 5 considerando pseudomedidas apenas na barra 5.

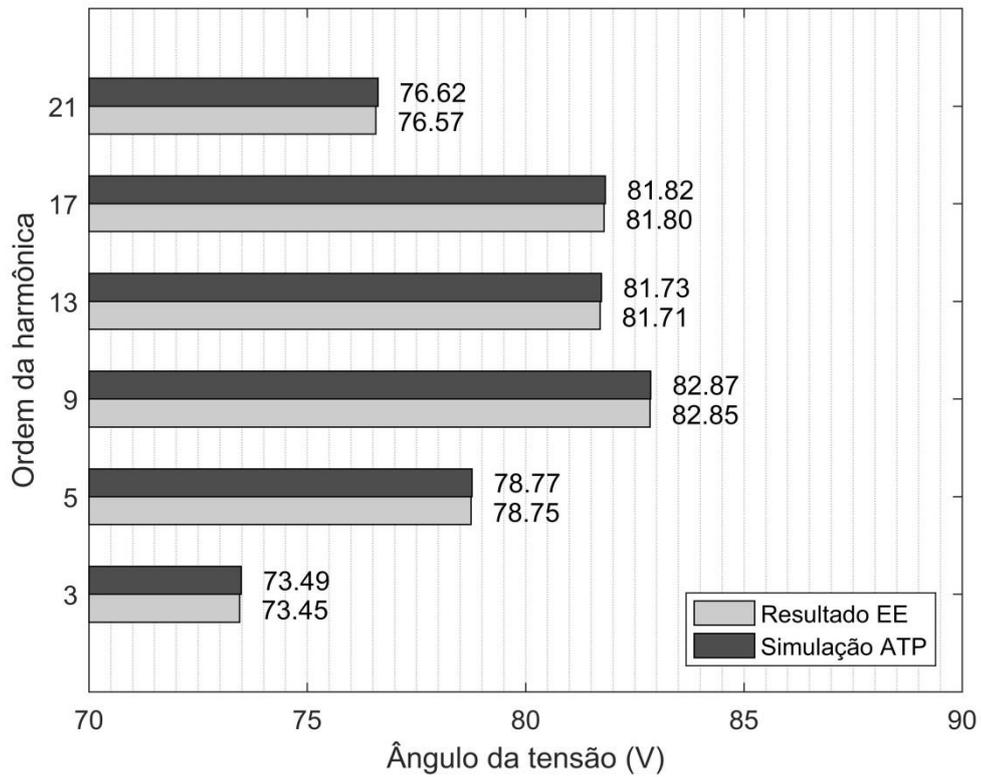


Figura 18 Ângulo das tensões harmônicas na barra 5 considerando pseudomedidas apenas na barra 5.

Na terceira hipótese, se considerou pseudomedidas apenas na barra 10, seguindo o que foi determinado em (55) e (56). O algoritmo foi executado seguindo o mesmo procedimento dos testes anteriores, e os resultados estão expostos nas Figuras 19 e 20.

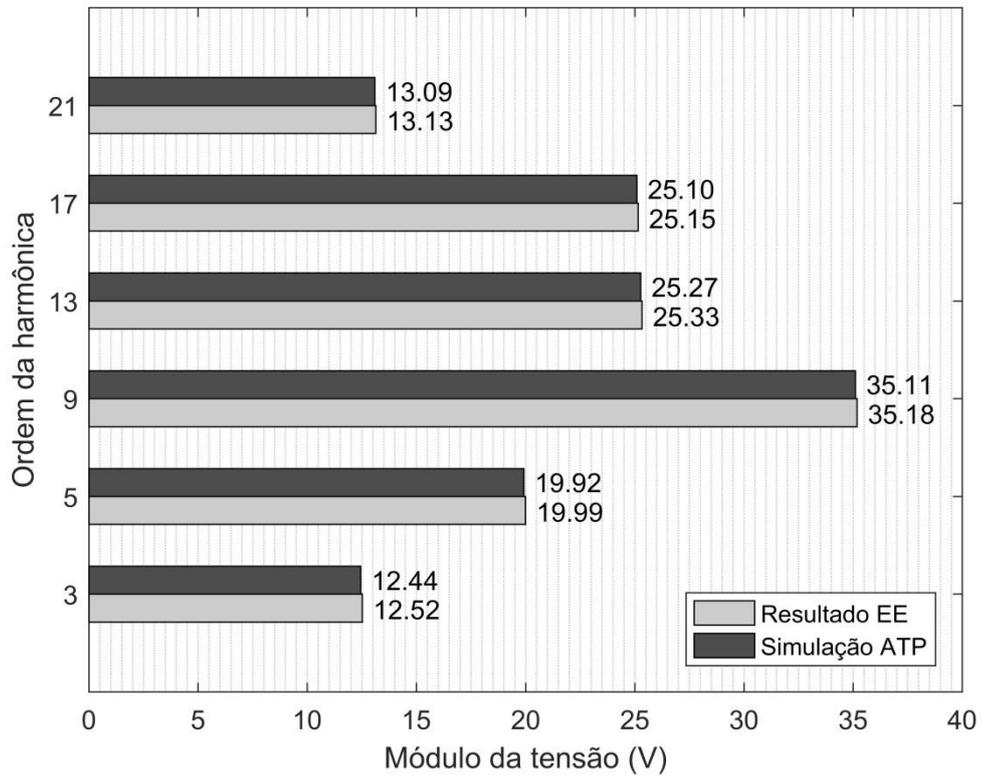


Figura 19 Módulos das tensões harmônicas na barra 10 considerando pseudomedidas apenas na barra 10.

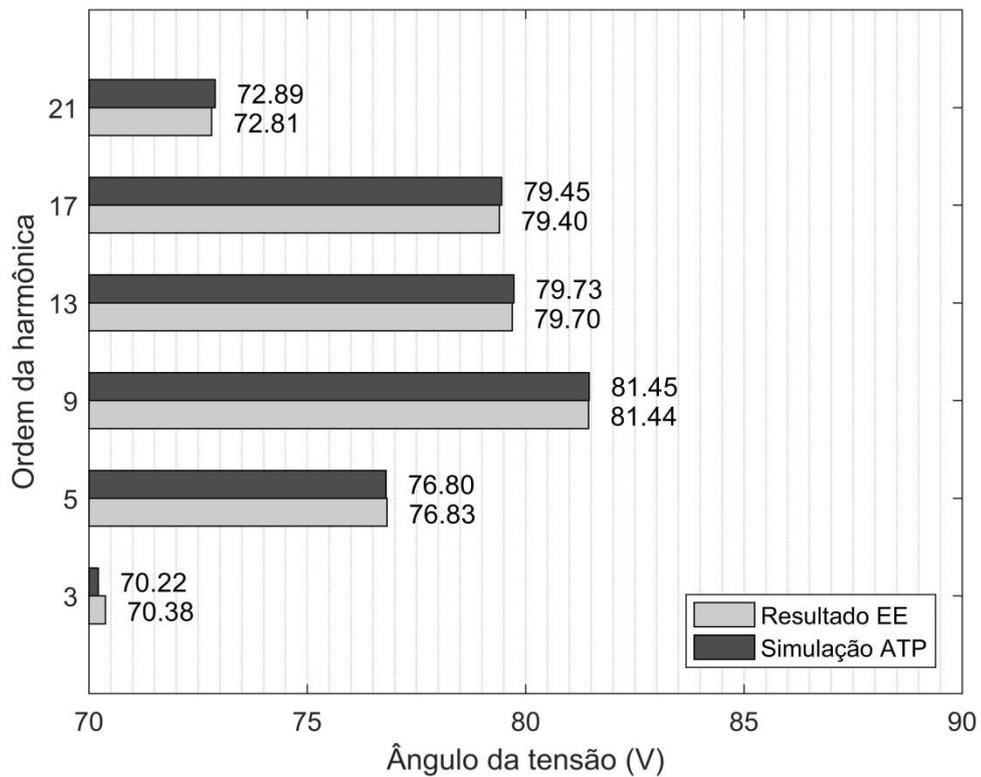


Figura 20 Ângulo das tensões harmônicas na barra 10 considerando pseudomedidas apenas na barra 10.

As Figuras 19 e 20 mostram que essa pseudomedida foi a que apresentou o maior erro, que chegou a 0,64% no valor eficaz da tensão da 3ª harmônica e 0,23% para o seu ângulo.

Conclui-se que os três casos estudados apresentaram erros da mesma ordem de grandeza e são considerados aceitáveis por estarem dentro dos limites de exatidão especificados no PRODIST, que é de 1% do valor medido. Portanto, é possível aplicar individualmente pseudomedidas nos trechos de topologia similar às três hipóteses levantadas nesse trabalho.

Na segunda etapa de testes, foram utilizadas pseudomedidas simultaneamente nas três situações identificadas como possíveis a aplicação, de acordo com as equações apresentadas em (52), (53), (54), (55) e (56). Os resultados apresentados neste capítulo se limitam apenas a quinta, sétima, décima primeira e décima terceira componente harmônica, que estão ilustrados nas Figuras 21 a 28. No entanto, a estimação de estados para as demais frequências harmônicas também foram obtidos e apresentaram resultados convincentes, esses dados estão expostos no Anexo A.

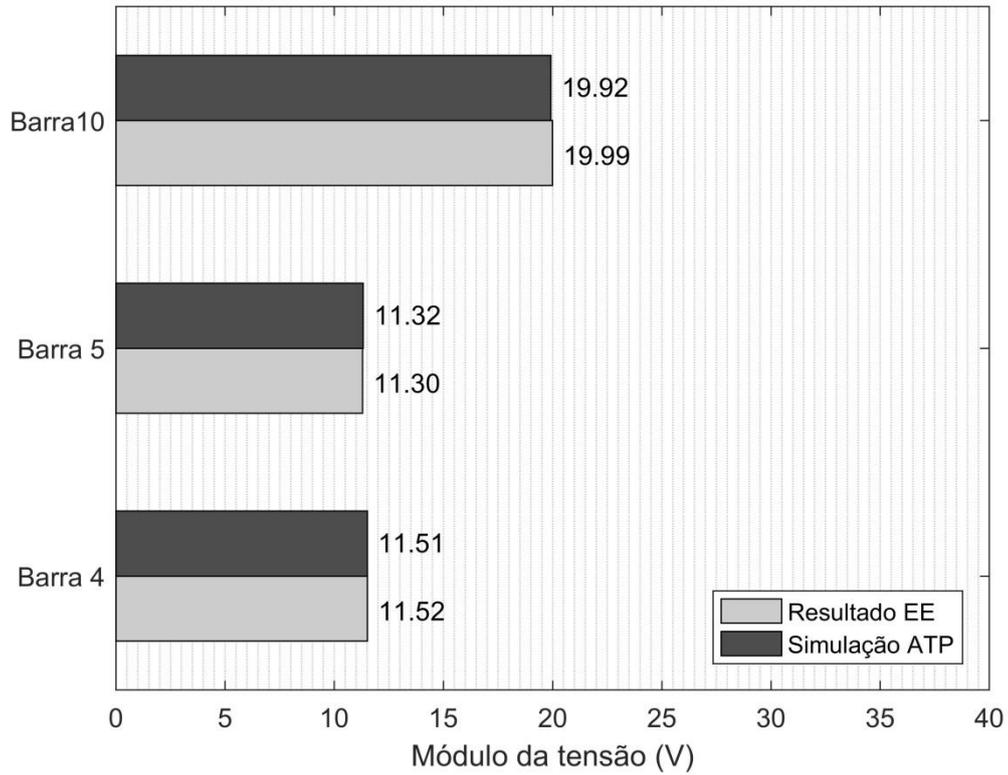


Figura 21 Módulo de tensão estimado para a 5ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.

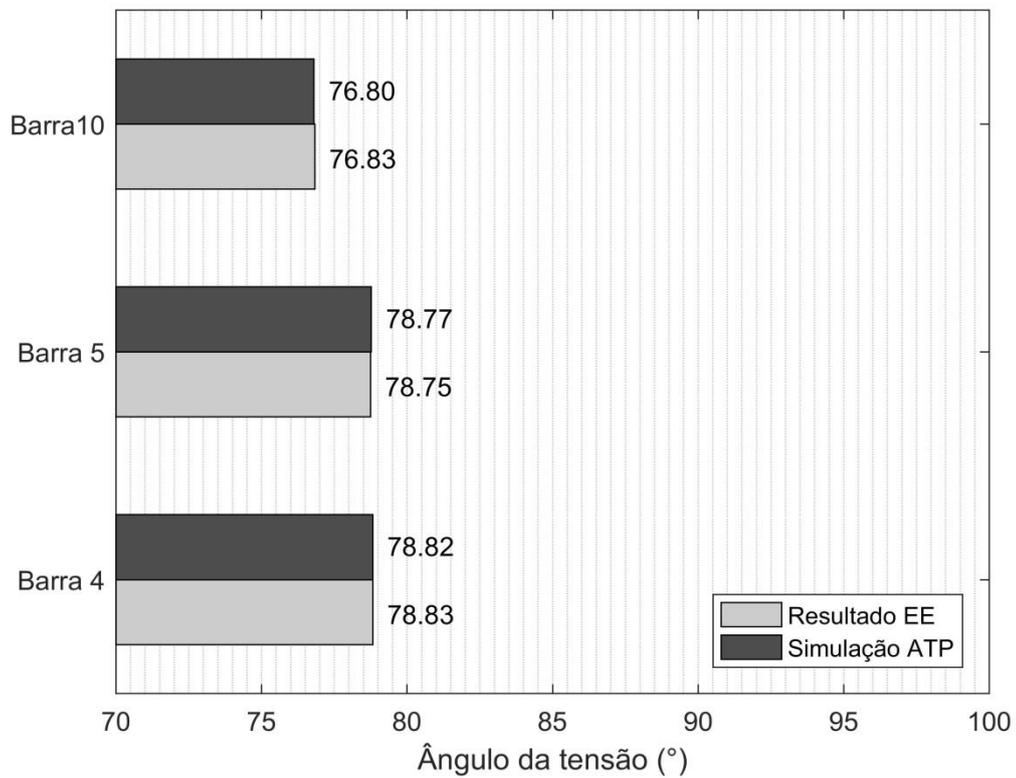


Figura 22 Ângulo de tensão estimado para a 5ª harmônica nas barras 4, 5 e 10.

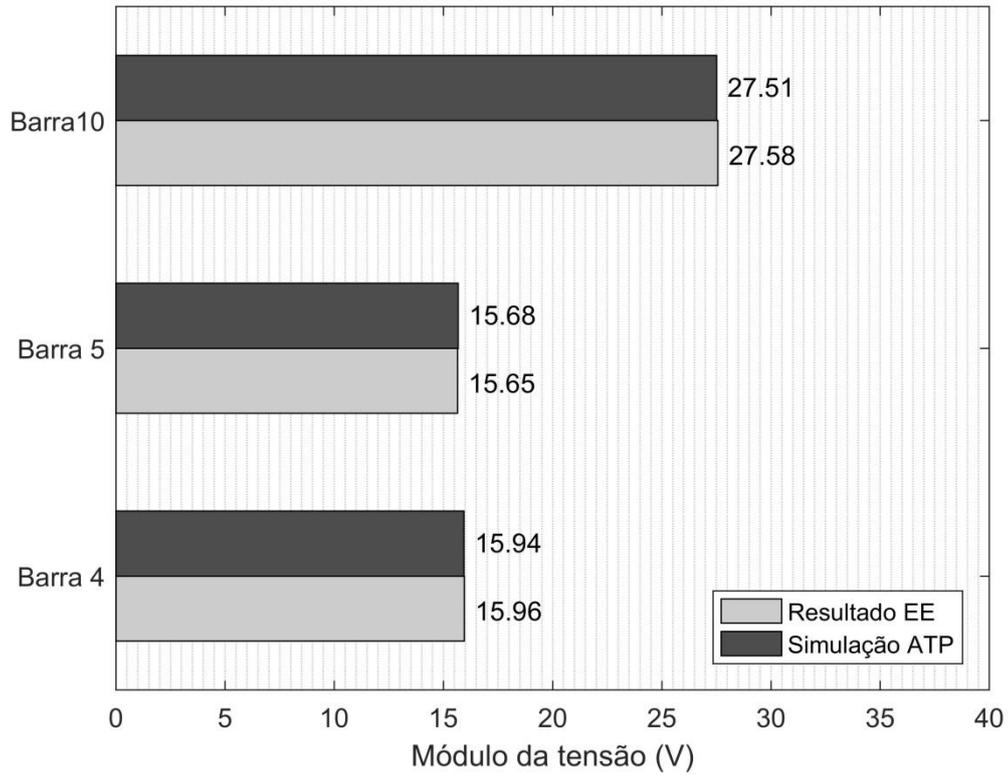


Figura 23 Módulo de tensão estimado para a 7^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

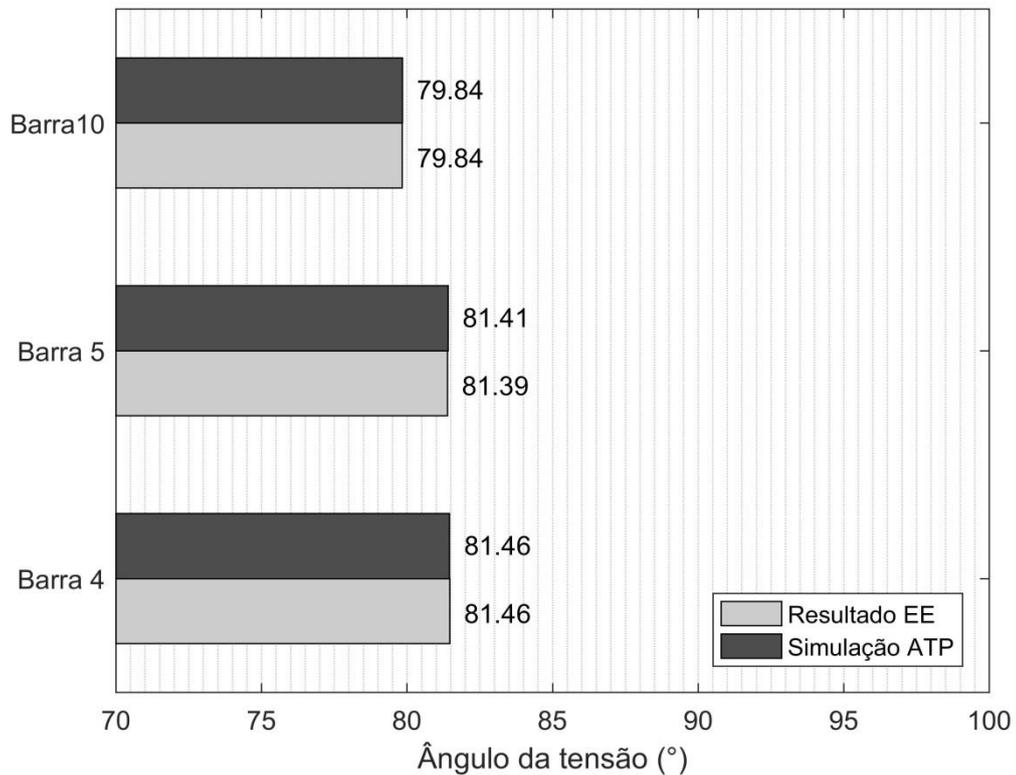


Figura 24 Ângulo de tensão estimado para a 7^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

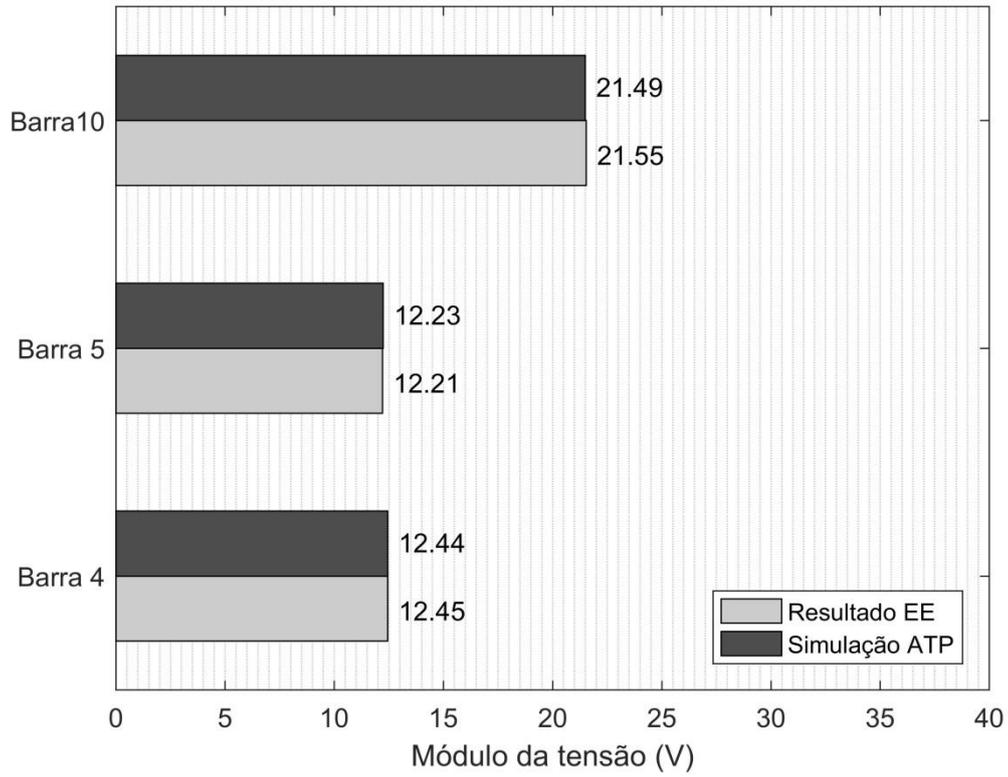


Figura 25 Módulo de tensão estimado para a 11^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

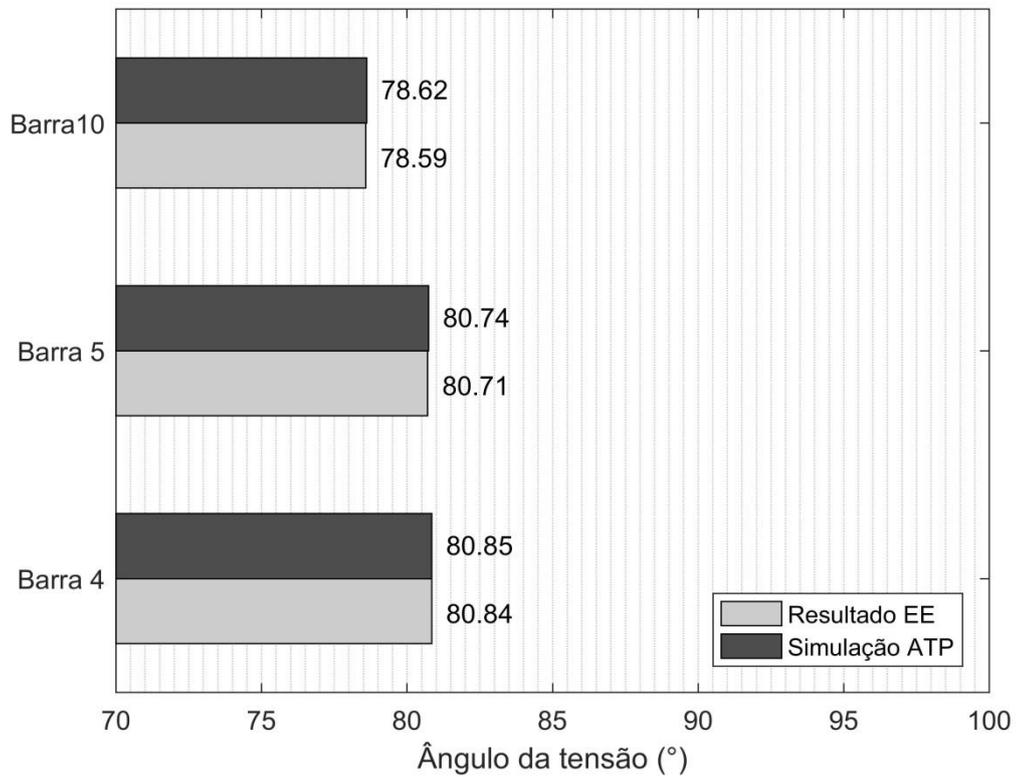


Figura 26 Ângulo de tensão estimado para a 11^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

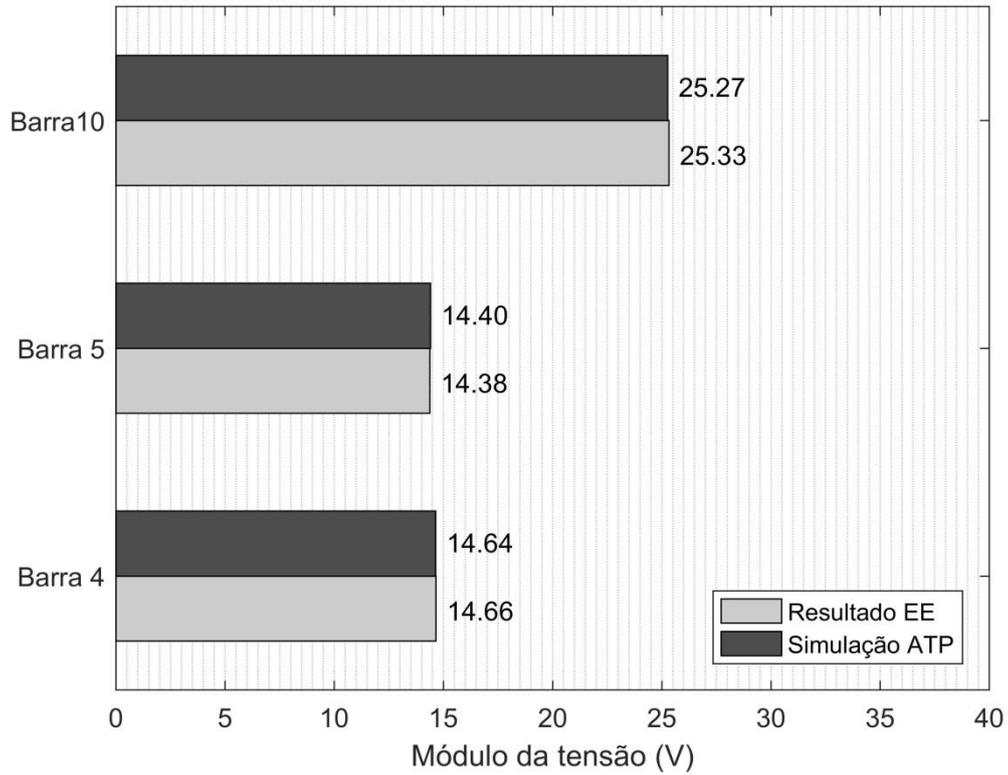


Figura 27 Módulo de tensão estimado para a 13^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

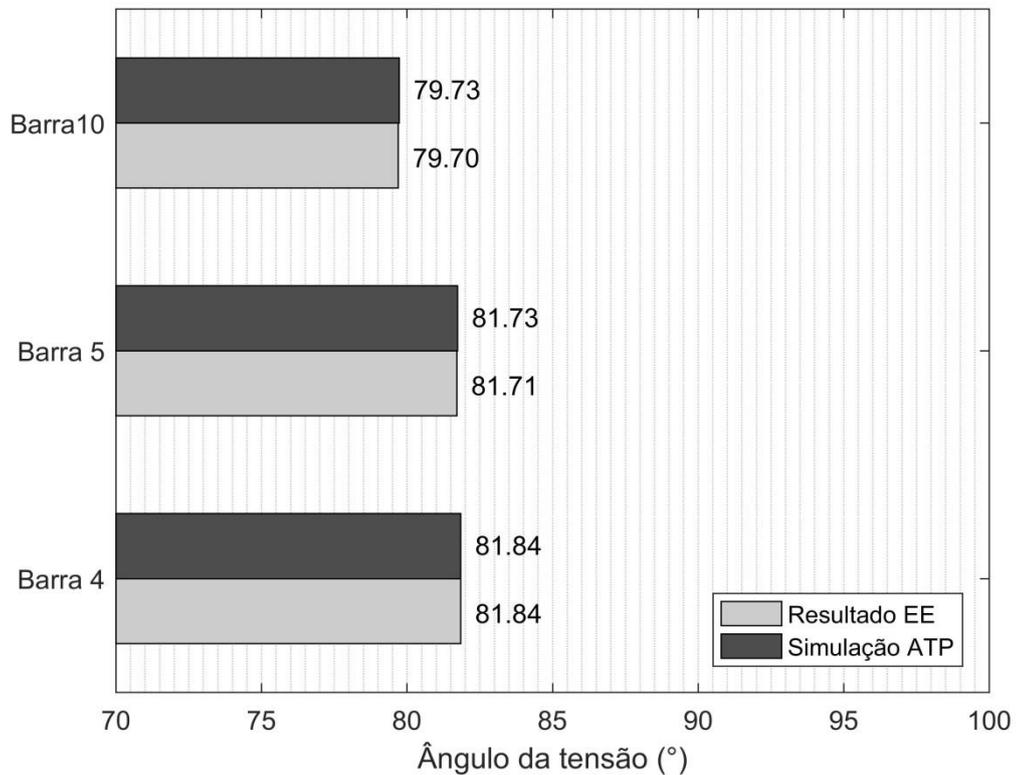


Figura 28 Ângulo de tensão estimado para a 13^a harmônica nas barras 4, 5 e 10.

Assim como nos testes anteriores, os resultados do EE apresenta pequenos erros quando comparados aos valores da simulação. Quando se utiliza as três pseudomedidas simultaneamente no sistema, o erro máximo registrado na execução do código chega a no máximo 0,35%, caso ocorrido no valor eficaz da tensão harmônica na barra 10, Figura 21. O erro no ângulo da tensão harmônica não ultrapassou 0,05%.

6 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Os resultados apresentados no capítulo anterior representam uma situação próxima da ideal, que não é compatível com um sistema real. As medidas utilizadas pelo estimador de estados foram as mesmas extraídas do ATP, no entanto, na prática, esses valores podem apresentar diferenças devido à não idealidades dos equipamentos que compõem a cadeia de medição, como a exatidão dos medidores e a resposta de transformadores de medição para altas frequências. Além disso, o estimador de estados considerou os parâmetros da linha tais quais utilizados na simulação, sendo que esses parâmetros de uma rede física podem apresentar certas diferenças dependendo das condições de operação e do ambiente.

6.1 ERROS DE MEDIÇÃO

Para verificar a eficácia do código elaborado, se propõe inserir erros sobre as medidas utilizadas pelo EE, considerando as três pseudomedidas simultaneamente. Para isso, foram criados dois cenários para aplicação de erros. Esses erros são determinados pela geração de um número aleatório que servirá como um fator de erro sobre as medidas extraídas da simulação, cada barra possui um fator de erro diferente. No primeiro cenário, identificado como “EE10%”, foi definido que o número aleatório gerado pode assumir qualquer valor entre -10% e 10% de cada medida. No segundo cenário, identificado como “EE20%”, o número aleatório pode assumir qualquer valor entre -20 e 20% da medida. O EE foi executado para as componentes harmônicas 5, 7, 11 e 13 para permitir a comparação com os resultados obtidos anteriormente. Os resultados expostos nesse capítulo se restringem aos valores obtidos pelo estimador de estados que apresentaram os maiores erros, comparados à simulação, entre dez execuções do código.

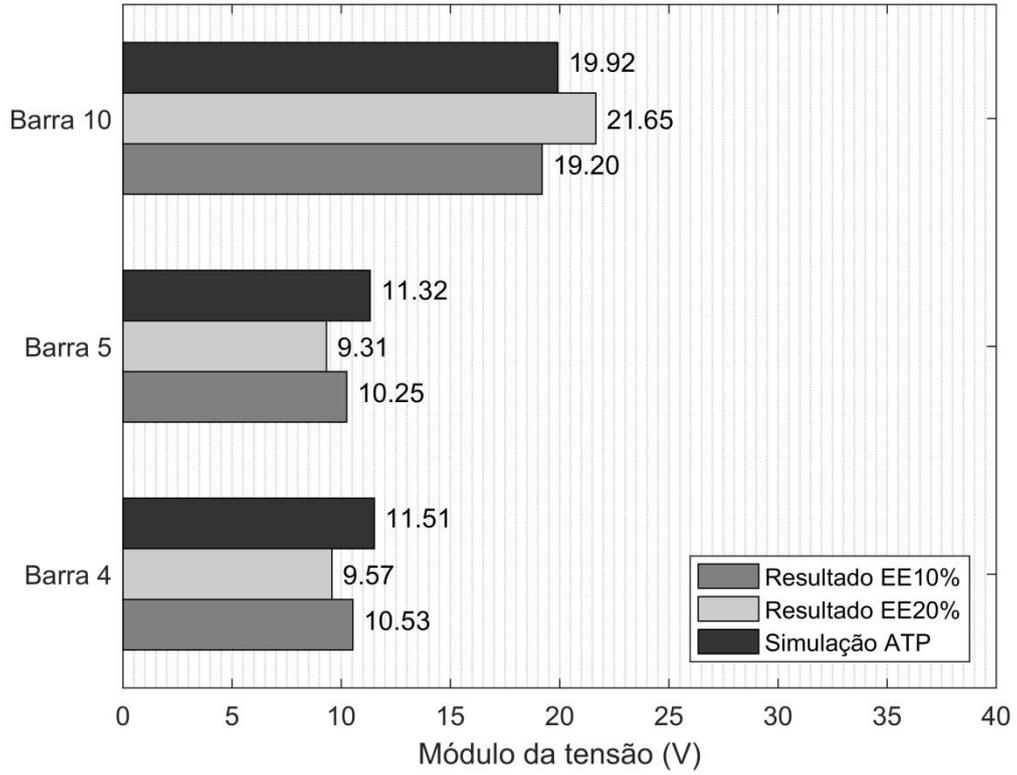


Figura 29 Módulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

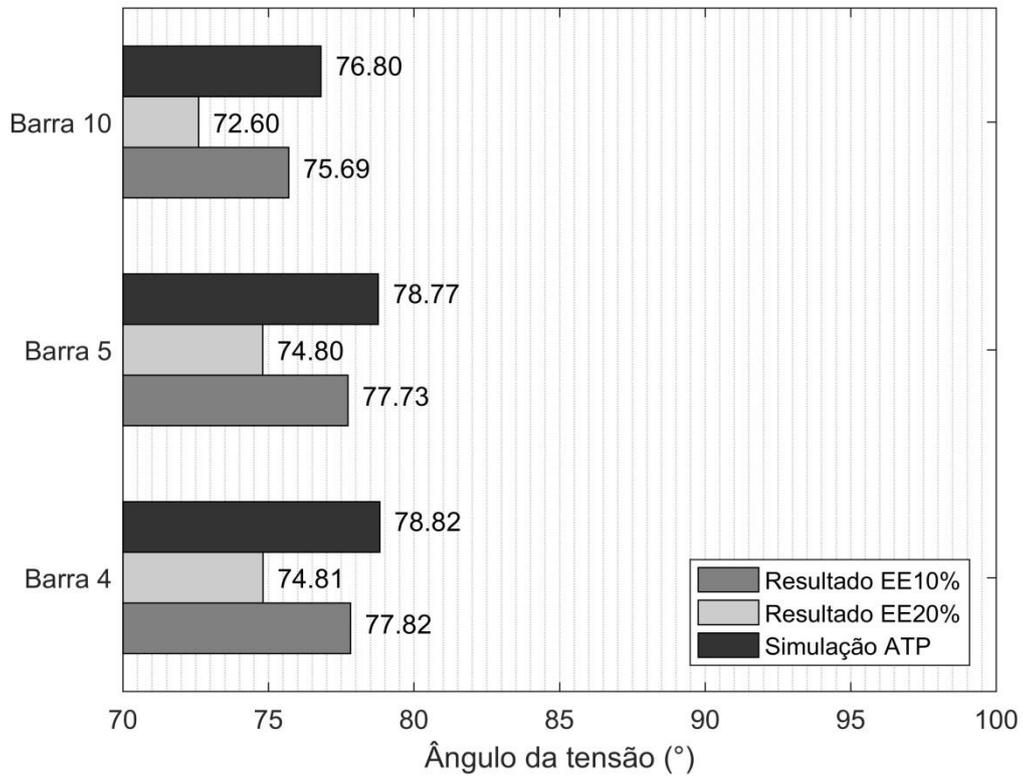


Figura 30 Ângulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

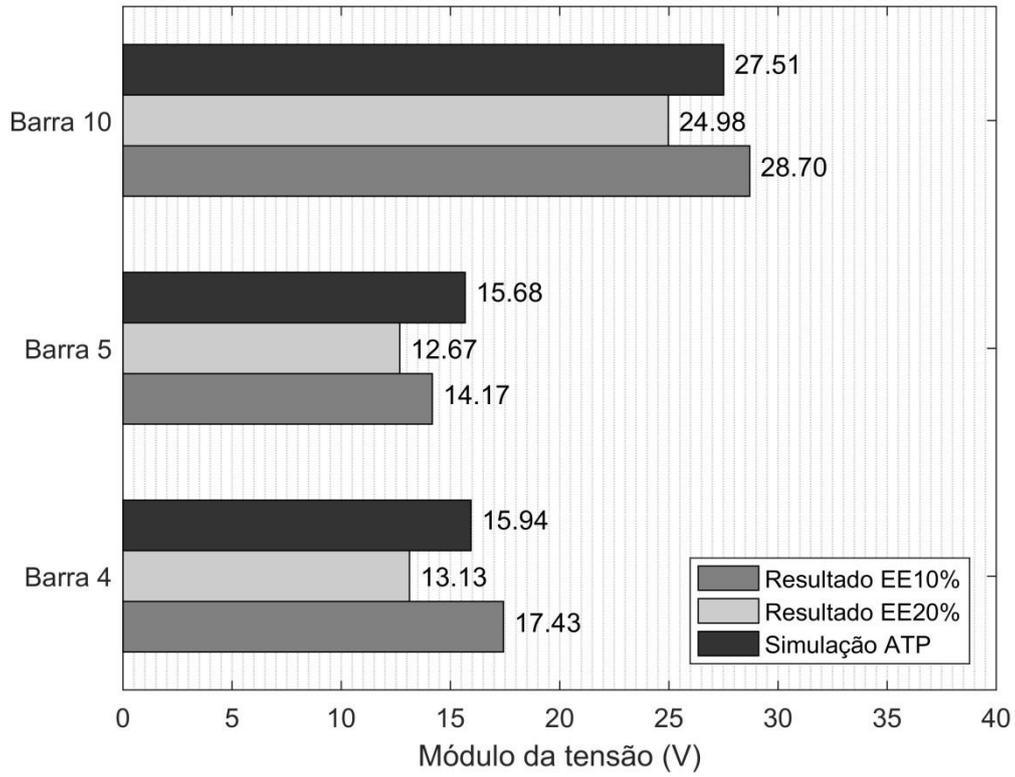


Figura 31 Módulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

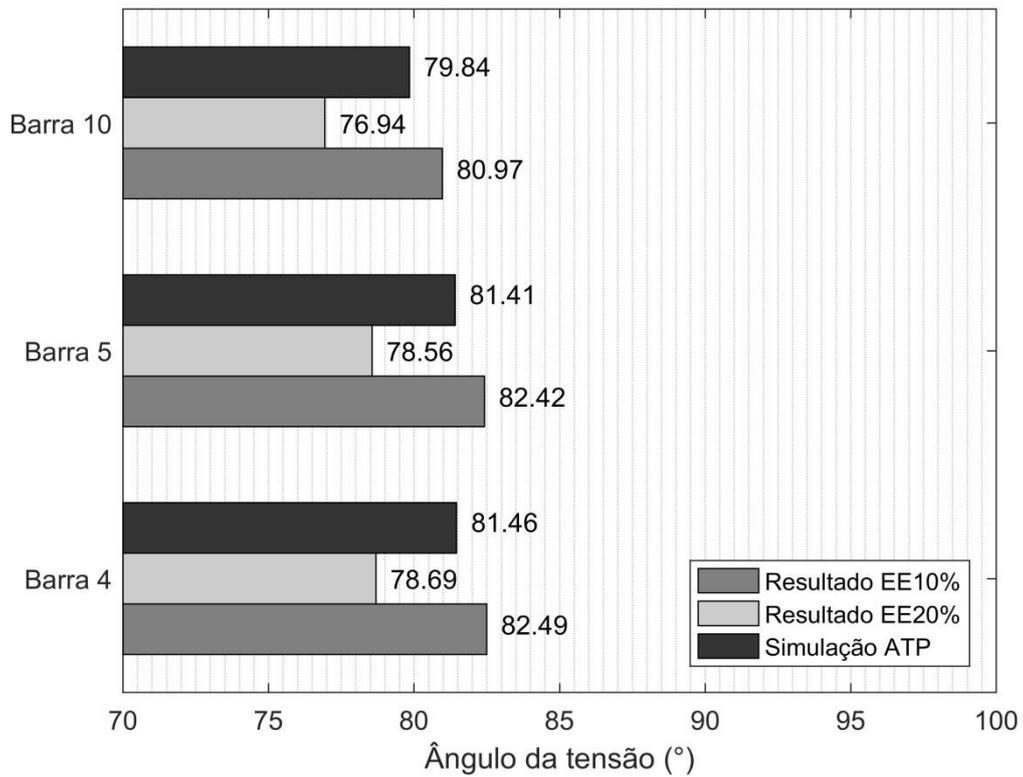


Figura 32 Ângulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

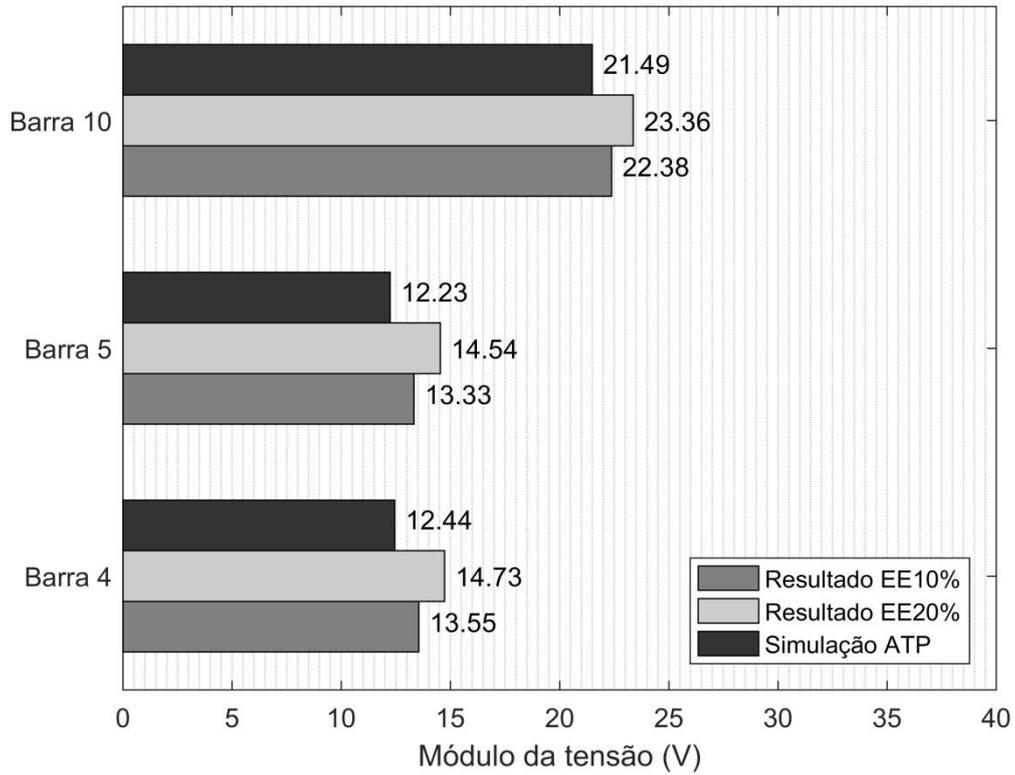


Figura 33 Módulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

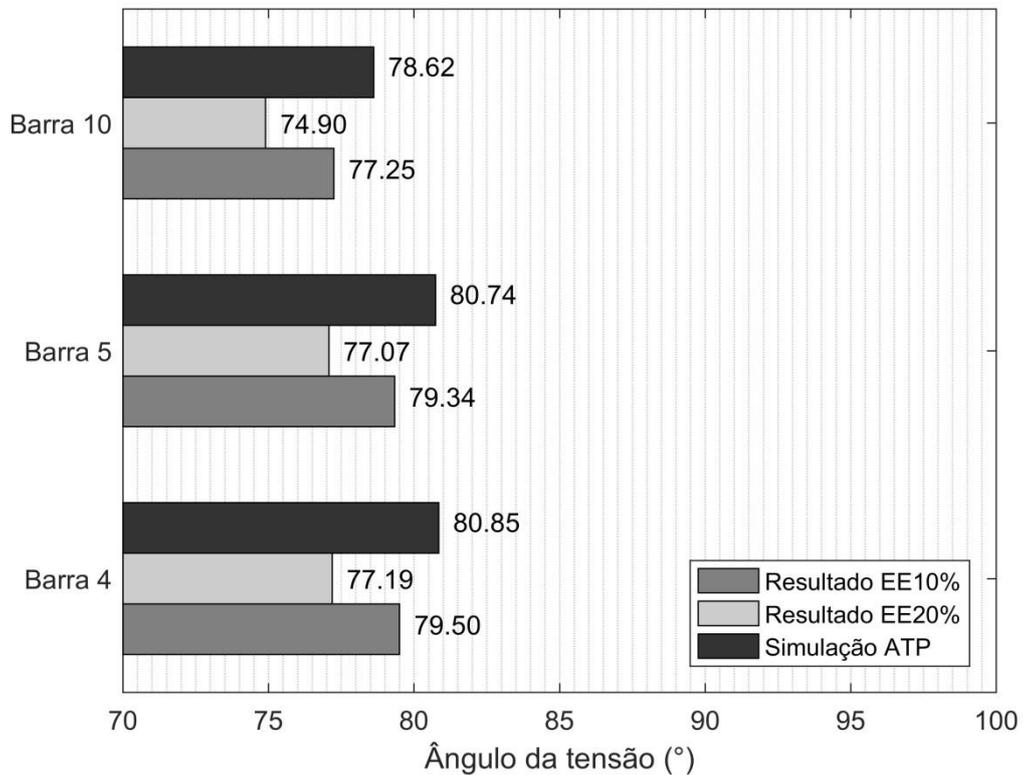


Figura 34 Ângulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

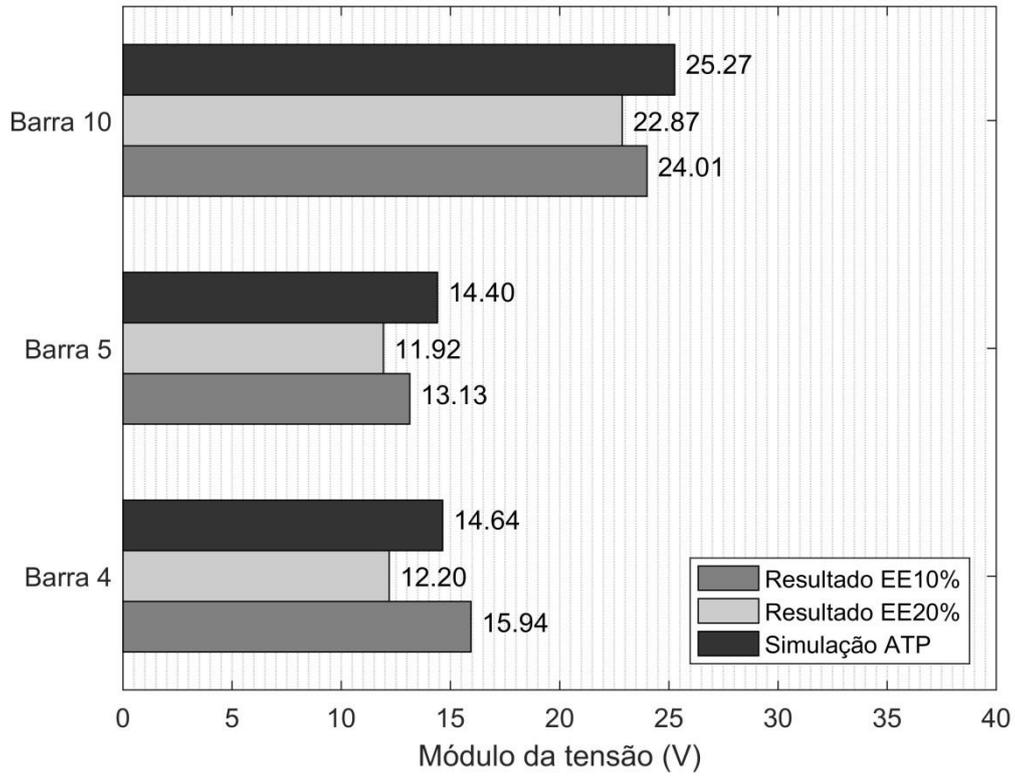


Figura 35 Módulo de tensão estimado 13ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

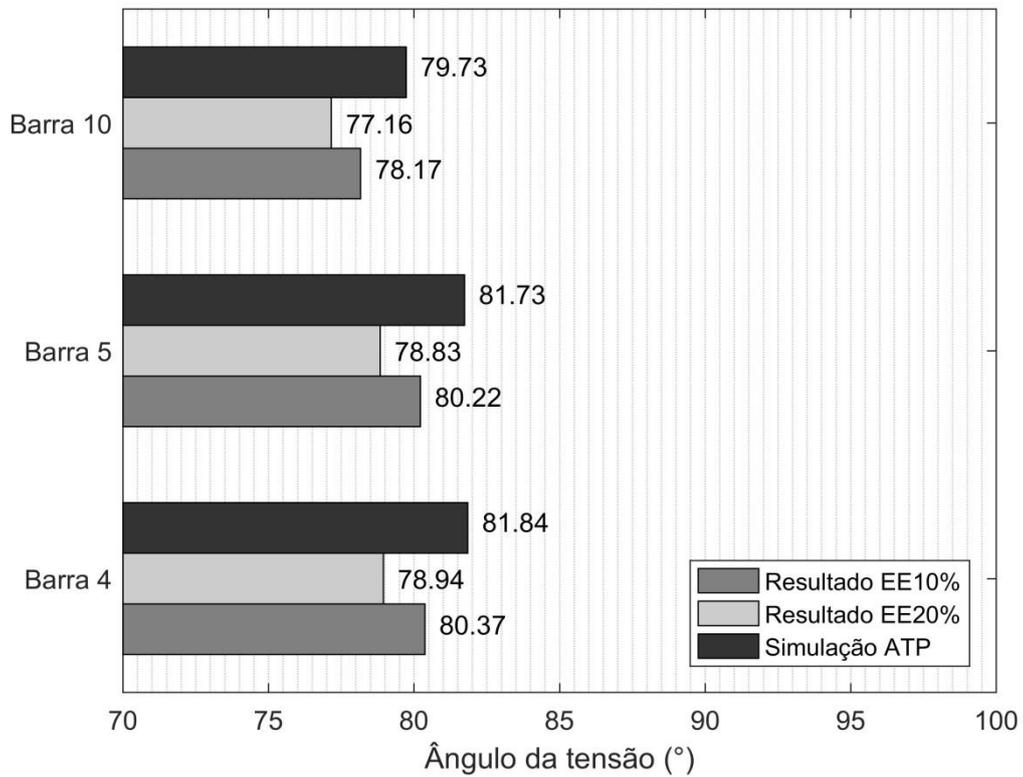


Figura 36 Ângulo de tensão estimado 13ª harmônica para cenários EE10% e EE20%.

O desempenho do código pode ser avaliado comparando-se os erros apresentados nas tensões estimadas com o limite de erro introduzido nas medidas, esses dados estão expostos na Tabela 7. A análise dos resultados mostra que o erro foi bastante significativo em alguns casos. Percebe-se que o erro geralmente é mais relevante na estimação do valor eficaz da tensão do que no ângulo. Os maiores erros encontrados em cada cenário foi da ordem do erro inserido nas medidas utilizadas, isso é, no cenário EE10% nenhum erro foi maior que 10%, enquanto no cenário EE20% todos os erros foram inferiores a 20%.

Tabela 7 Erros registrados nos cenários EE10% e EE20%

Harmônica	Barra	Erro registrado EE10%		Erro registrado EE20%	
		Módulo (%)	Ângulo (%)	Tensão (%)	Ângulo (%)
5	4	8,46	1,27	16,81	5,08
	5	9,44	1,32	17,71	5,05
	10	3,60	1,45	8,70	5,47
7	4	9,33	1,27	17,66	3,40
	5	9,63	1,24	19,16	3,50
	10	4,33	1,41	9,20	3,63
11	4	8,93	1,66	18,44	4,53
	5	8,99	1,73	18,86	4,54
	10	4,11	1,74	8,71	4,72
13	4	8,81	1,80	16,69	3,54
	5	8,82	1,85	17,22	3,55
	10	5,01	1,97	9,51	3,28

O desempenho do estimador de estados com a inserção de erros sobre as medidas chama a atenção. Para verificar o comportamento dos resultados foi realizado um novo teste com erros sucessivamente maiores. Nessa análise, o código foi executado dez vezes com um mesmo fator de erro, foi identificado qual o maior erro registrado ao longo das execuções entre todas as barras do sistema. Posteriormente, o fator de erro foi aumentado e o mesmo procedimento realizado. Esses resultados estão ilustrados na Figura 37.

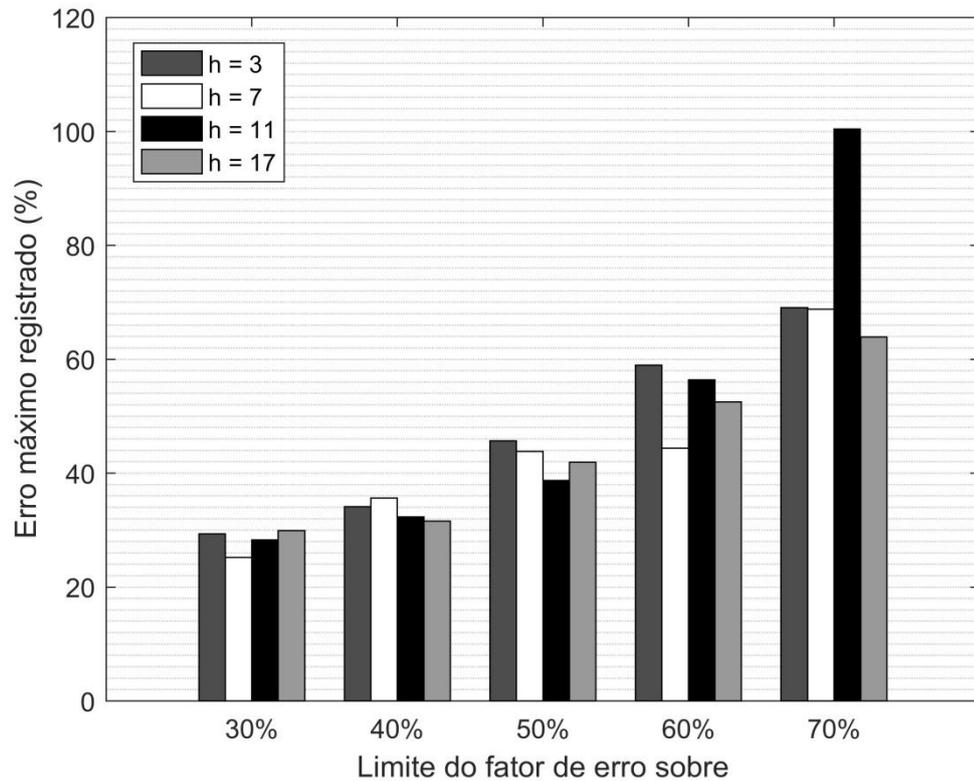


Figura 37 Desempenho do EE com aumento do limite de erro nas medições.

Verifica-se que quando o fator de erro pode assumir valores maiores, os erros máximos registrados nos resultados do EE também são maiores. Além disso, tanto o fator de erro e quanto o erro máximo registrado possuem valores semelhantes. Os resultados também mostram que o erro máximo registrado não depende da componente harmônica analisada, isso é, o código elaborado responde da mesma maneira para as diferentes frequências harmônicas.

6.2 ERROS NOS PARÂMETROS DAS LINHAS

A segunda etapa de testes analisou o desempenho do estimador de estados com a introdução de erros nos parâmetros das linhas do sistema. Até o momento, foram considerados que esses parâmetros são constantes independentes das condições de operação da rede. No entanto, sabe-se que entre outros fatores, a resistividade dos condutores varia com a temperatura (HALLIDAY, 2001), de acordo com (58).

$$\rho(T) = \rho_0(1 + \alpha(T - T_0)) \quad (57)$$

Onde T_0 é uma temperatura de referência, ρ_0 é a resistividade a essa temperatura, α é o coeficiente de temperatura da resistividade, T é a temperatura atual e ρ o valor da resistividade para a temperatura T .

A resistência em um condutor é calculada através de (58) e depende da resistividade do material.

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (58)$$

Aplicando (58) em (57) de um condutor, chega-se a uma relação linear entre resistência e temperatura:

$$R(T) = \rho_0 \frac{L}{A} (1 + \alpha(T - T_0)) \quad (59)$$

Onde L é o comprimento do cabo e A é a área da seção transversal do cabo.

Em um condutor de alumínio de raio igual a 10mm, resistividade a 20°C igual a $2,75 \cdot 10^{-8} \Omega\text{m}$ e o coeficiente de temperatura da resistividade igual a $4,4 \cdot 10^{-3} \text{K}^{-1}$, a resistência por metro do condutor varia de acordo com a curva na Figura 38.

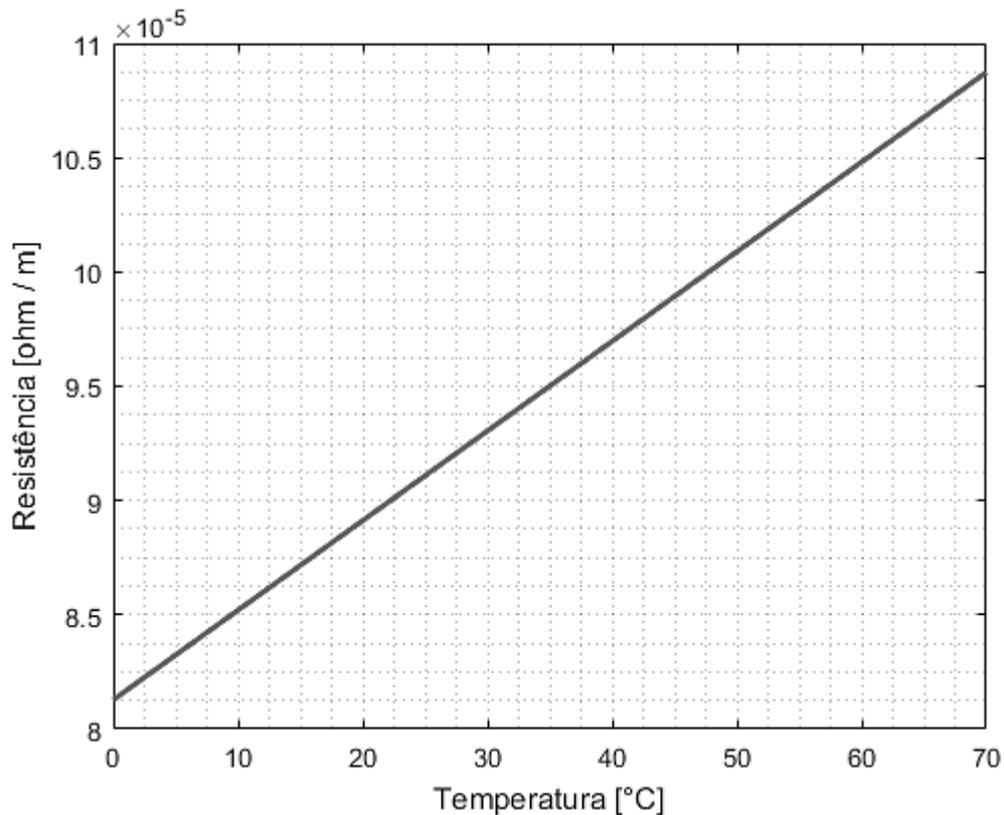


Figura 38 Variação da resistência em relação à temperatura para condutores de alumínio.

Através do gráfico constata-se que a resistência do condutor de alumínio varia constantemente 0,44% com o aumento de 1°C na temperatura.

Também é sabido que a frequência da rede altera os parâmetros da linha, devido ao efeito pelicular (SADIKU, 2000). Com o aumento da frequência, menor será a profundidade de penetração pelicular da onda no condutor, conforme (61):

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\pi f \mu \sigma}} \quad (60)$$

Onde δ é a profundidade de penetração pelicular, f é a frequência da onda, μ é a constante de permeabilidade magnética do material condutor e σ é a condutividade do material condutor. Com a diminuição da profundidade de penetração, os elétrons que circulam pelo material passam a ocupar as camadas externas do condutor, esse efeito é equivalente a perda de área útil no interior do condutor. Consequentemente, se verifica uma maior resistência e menor indutância nas linhas com o aumento da frequência. Esse efeito depende

também da seção transversal do condutor, quanto maior a bitola utilizada menor será a frequência na qual se percebe o efeito pelicular.

Para condutores de cobre com raio de 10mm alterações nos parâmetros elétricos começam a ser observados a partir de 100Hz, enquanto em condutores com raio de 1mm os efeitos do aumento da frequência são notados a partir de 10kHz (GATOUS, 2004). Refazendo os cálculos para condutores de alumínio de diferentes bitolas, se constata um comportamento semelhante ao do cobre, conforme ilustrado nas Figuras 39 e 40.

Levando em consideração que o método proposto nesse trabalho considera frequências harmônicas de até 1,5kHz, o efeito pelicular não será considerado nas análises realizadas, pois através dos gráficos se verifica que a variação de parâmetros ocorre para frequências maiores. Já o efeito da variação de temperatura sobre os condutores pode afetar os resultados do estimador de estados, uma vez que implica em novos valores nos termos da matriz admitância.

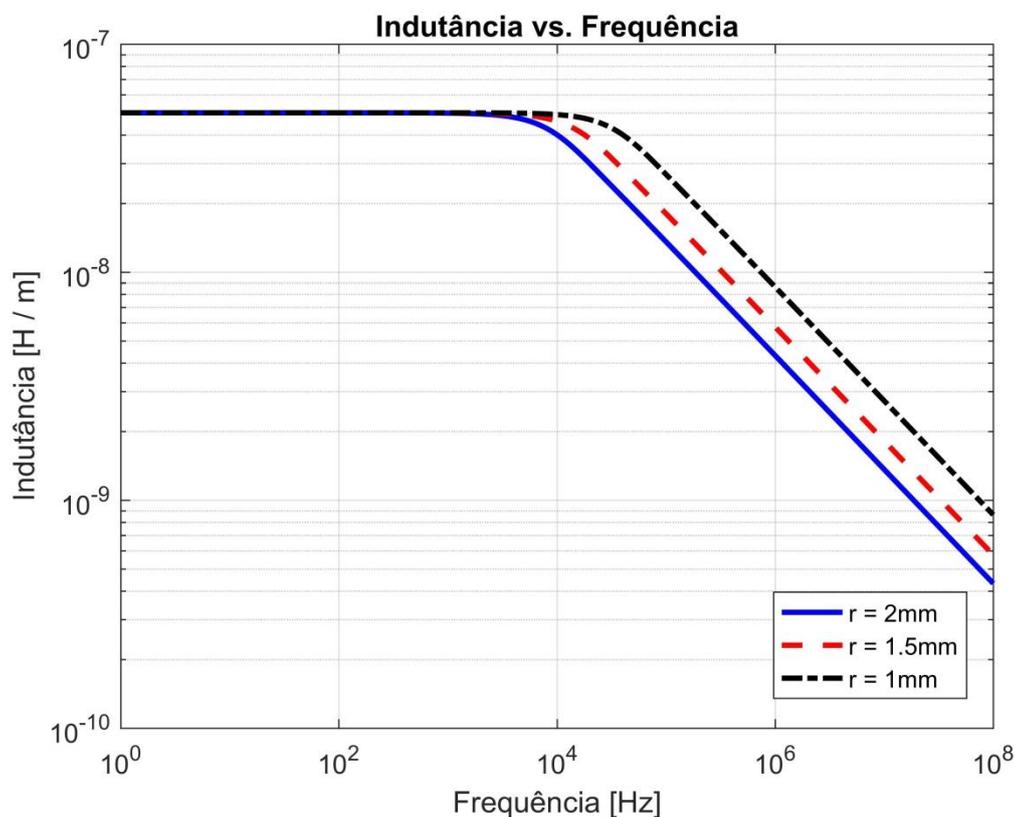


Figura 39 Variação da resistência em relação a frequência para condutores de alumínio.

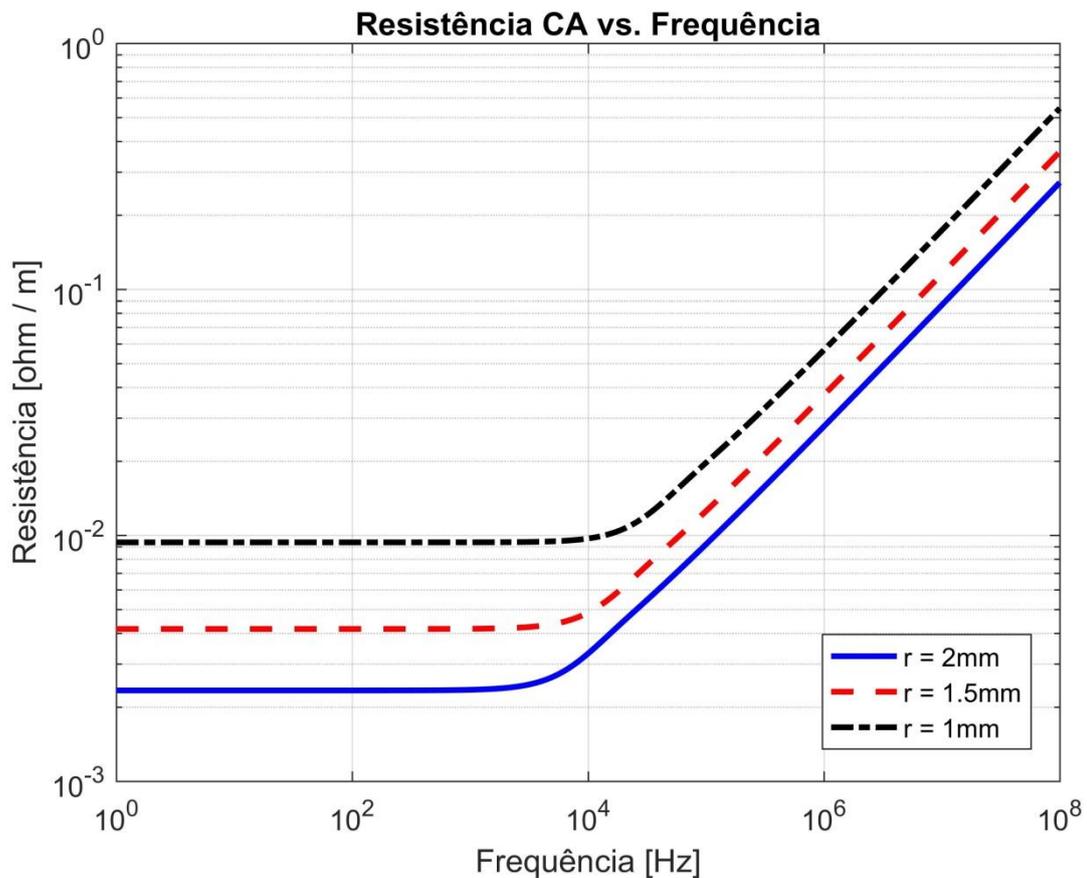


Figura 40 Variação da indutância em relação a frequência para condutores de alumínio.

Além desses dois fatores, há de se considerar que os parâmetros das linhas do sistema podem apresentar diferenças em relação aos valores reais devido à erros de cadastro.

De forma semelhante à etapa anterior, dois cenários foram estabelecidos para representar o efeito da variação de temperatura sobre as linhas do sistema, em um deles, denominado PL5%, o erro introduzido foi de -5% até 5% e no outro, denominado PL15%, o erro foi de -15% até 15%. Os fatores de erro foram aplicados sobre os três parâmetros das linhas do sistema, implicando em alterações nos termos da matriz admitância. As harmônicas analisadas foram as mesmas do teste anterior. Os resultados estão expostos nas Figuras 41 e 48.

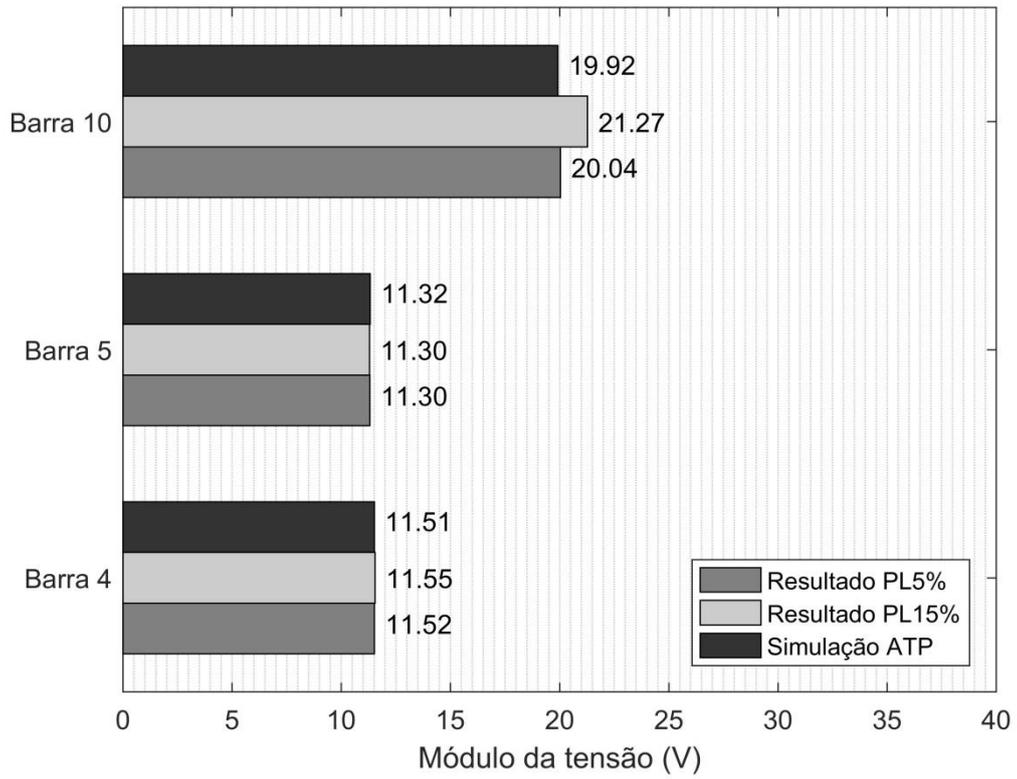


Figura 41 Módulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

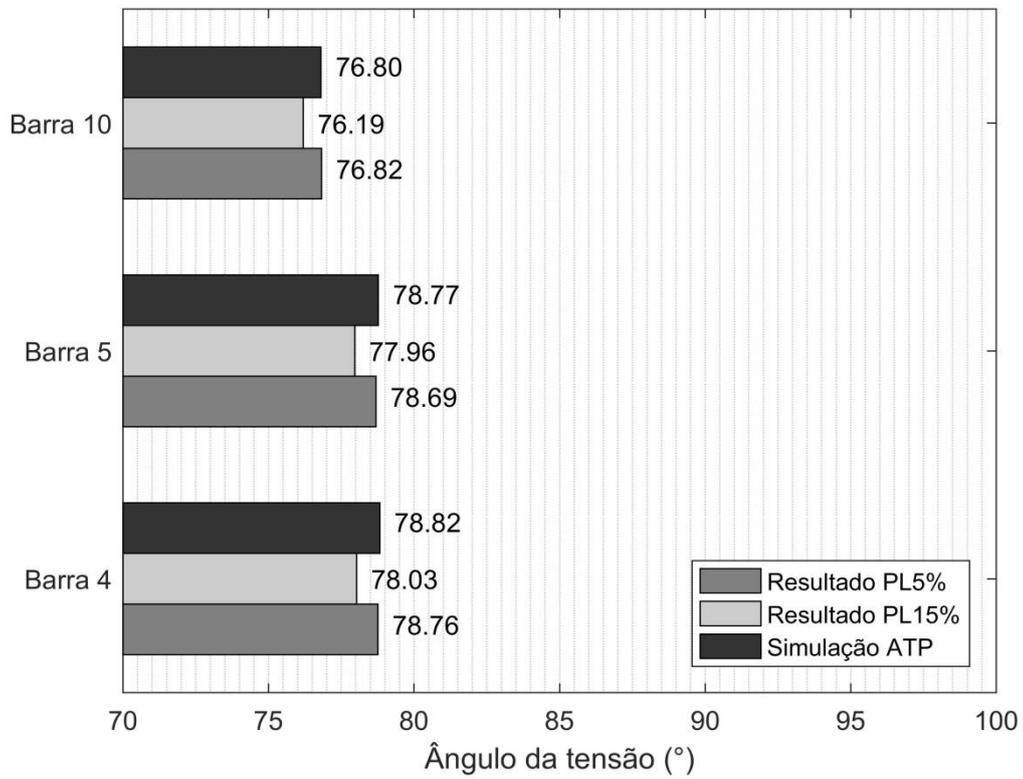


Figura 42 Ângulo de tensão estimado 5ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

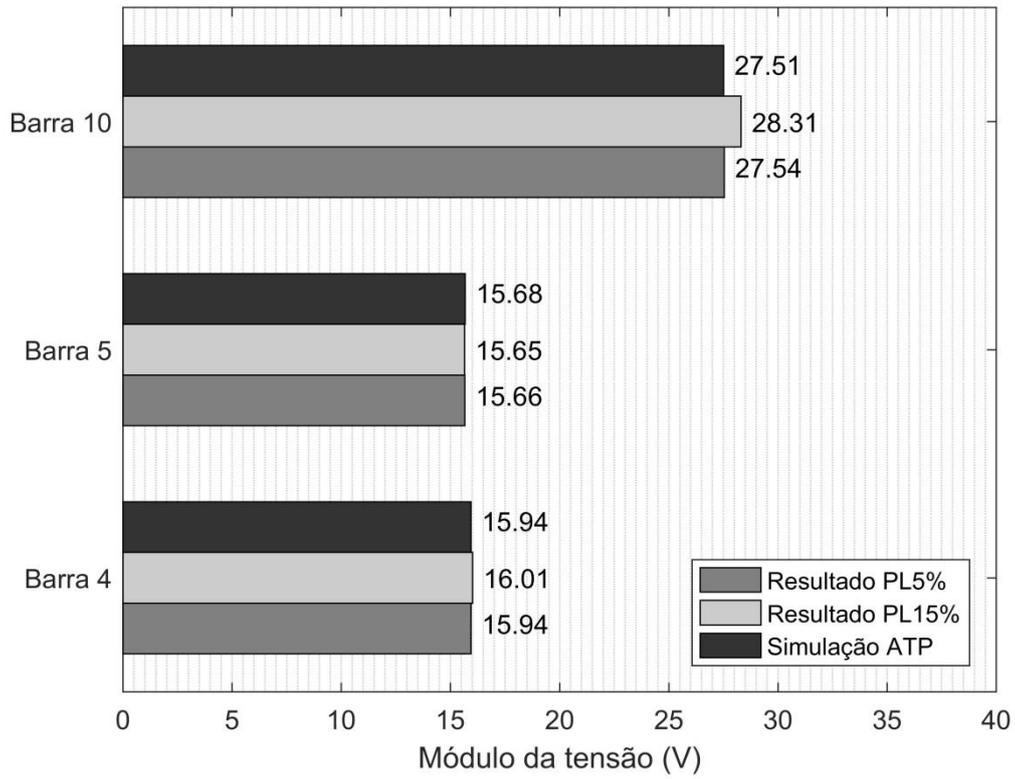


Figura 43 Módulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

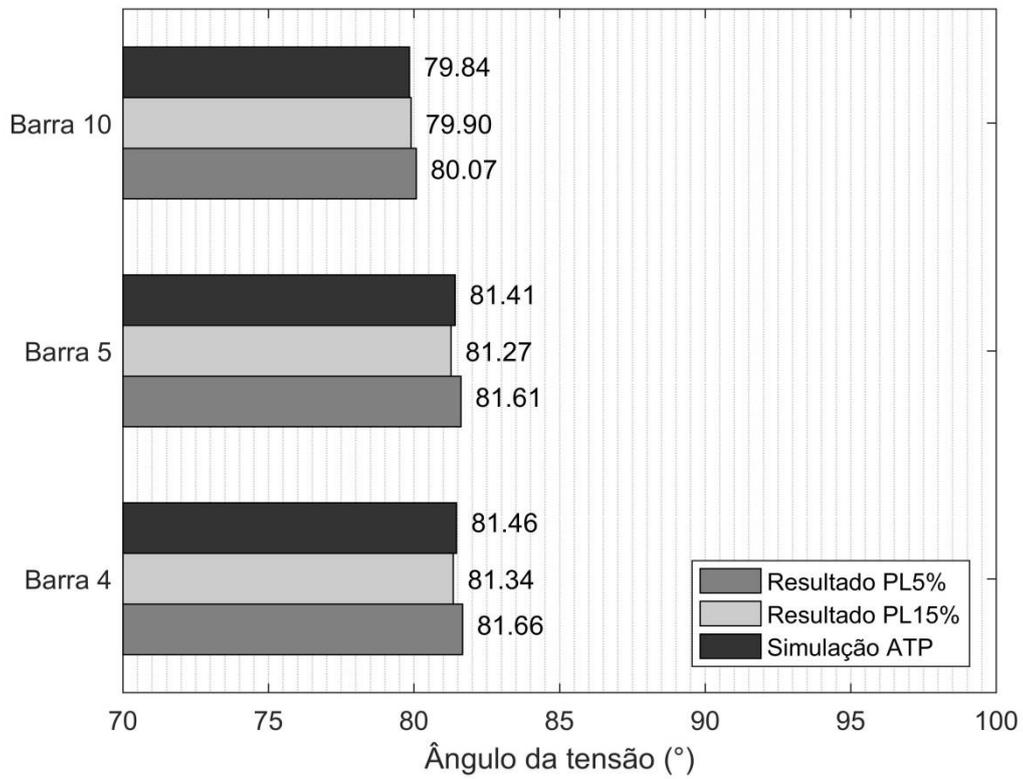


Figura 44 Ângulo de tensão estimado 7ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

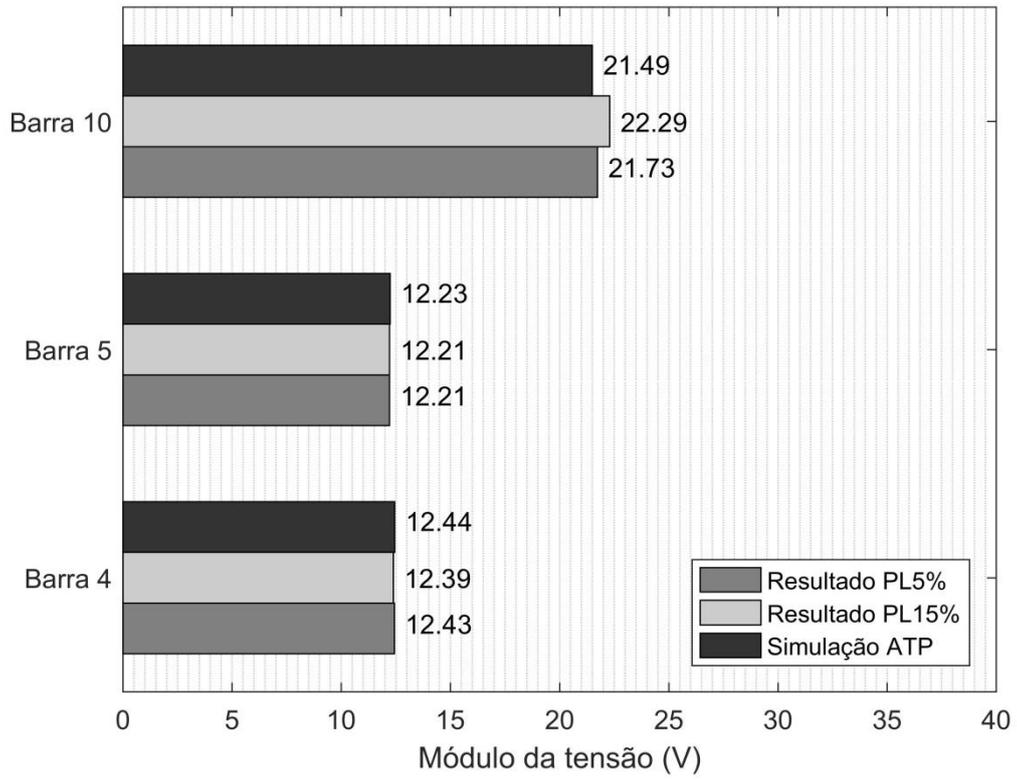


Figura 45 Módulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

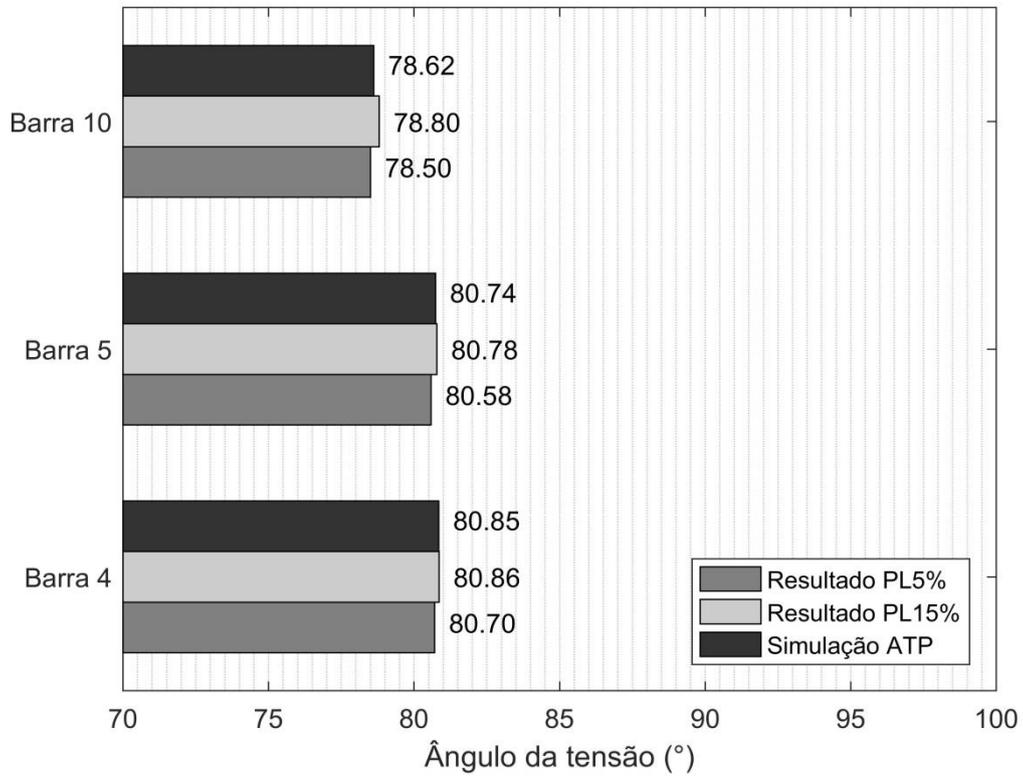


Figura 46 Ângulo de tensão estimado 11ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

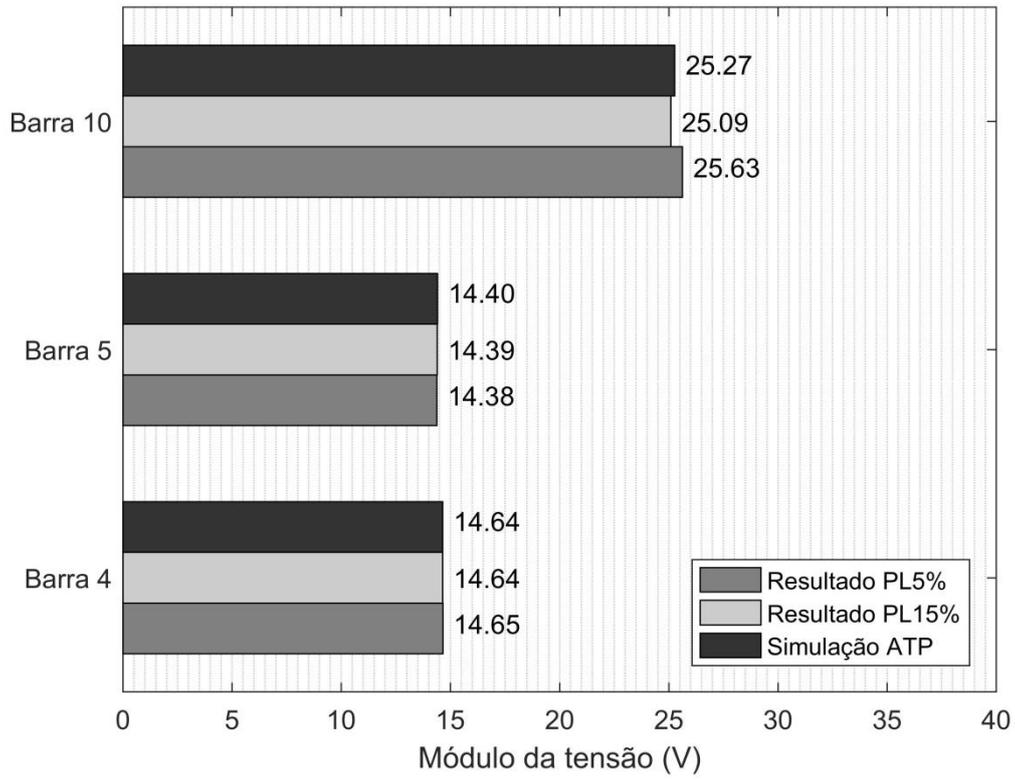


Figura 47 Módulo de tensão estimado 13ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

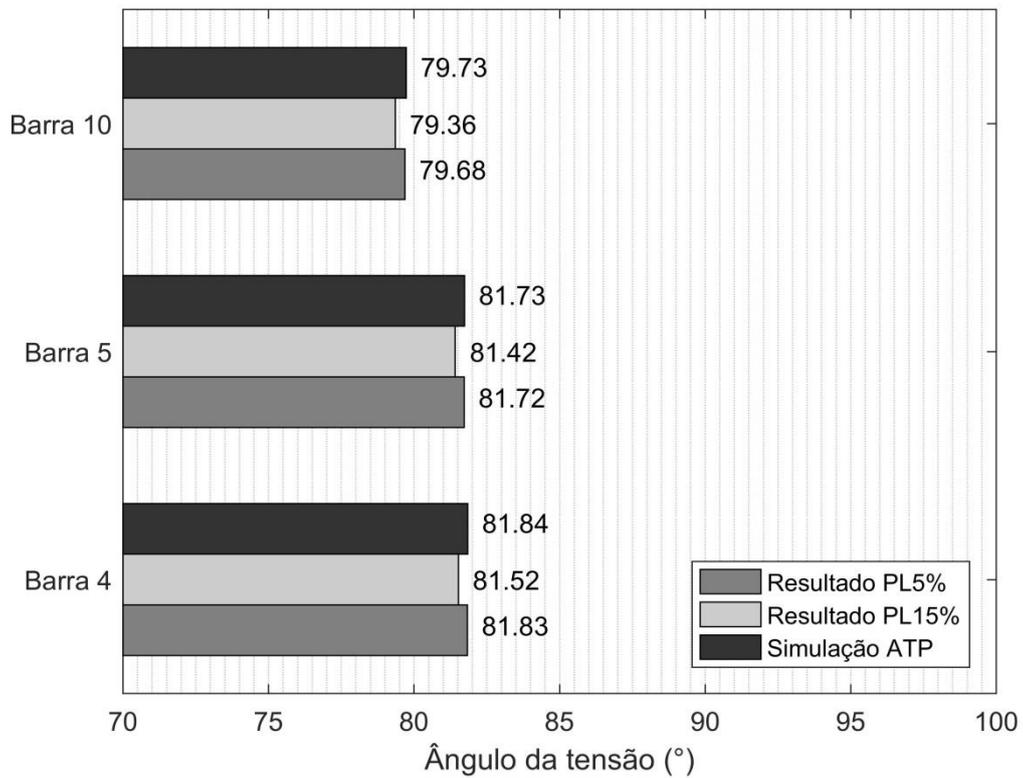


Figura 48 Ângulo de tensão estimado 13ª harmônica para cenários PL5% e PL15%.

A Tabela 8 apresenta os maiores erros registrados nos testes realizados para ambos os cenários. Com o limite do fator de erro igual a 5% nos parâmetros das linhas, o maior erro é de 1,39% encontrado na estimação do módulo da 13ª harmônica na barra 10, Figura 47. Já no segundo cenário, com limite do fator de erro igual a 15% nos parâmetros das linhas, o maior erro é verificado na barra 10 quando foi estimada a tensão da 5ª harmônica, seu valor chega a 6,80%. Percebe-se uma exceção aos resultados obtidos previamente, onde os erros nos ângulos eram inferiores aos erros encontrados no módulo das tensões, isso ocorre na estimação nos ângulos para a 5ª harmônica no cenário PL15%.

Tabela 8 Erros registrados nos cenários PL5% e PL15%

Harmônica	Barra	Erro registrado PL5%		Erro registrado PL15%	
		Módulo (%)	Ângulo (%)	Tensão (%)	Ângulo (%)
5	4	0,10	0,08	0,34	1,00
	5	0,12	0,11	0,16	1,03
	10	0,58	0,02	6,80	0,79
7	4	0,01	0,25	0,43	0,14
	5	0,11	0,25	0,17	0,17
	10	0,13	0,29	2,90	0,07
11	4	0,08	0,18	0,39	0,01
	5	0,15	0,19	0,17	0,06
	10	1,09	0,15	3,71	0,07
13	4	0,03	0,02	0,02	0,39
	5	0,17	0,02	0,11	0,39
	10	1,39	0,06	0,71	0,47

Também se verifica que os maiores erros se concentraram na barra 10 do sistema. A pseudomedida utilizada nesta barra é obtida através de medidas em duas barras diferentes, consequentemente o erro sobre as duas linhas diferentes se acumula sobre essa pseudomedida. Ainda assim, os erros são inferiores aos limites impostos aos fatores de erros determinados para cada cenário.

Para melhor visualização das consequências dos erros nos parâmetros das linhas do sistema, foi realizada uma análise semelhante à Figura 37. O código foi executado para diferentes componentes harmônicas e o maior erro entre as dez execuções foi registrado e um gráfico foi construído com esses dados, o resultado está exposto na Figura 49.

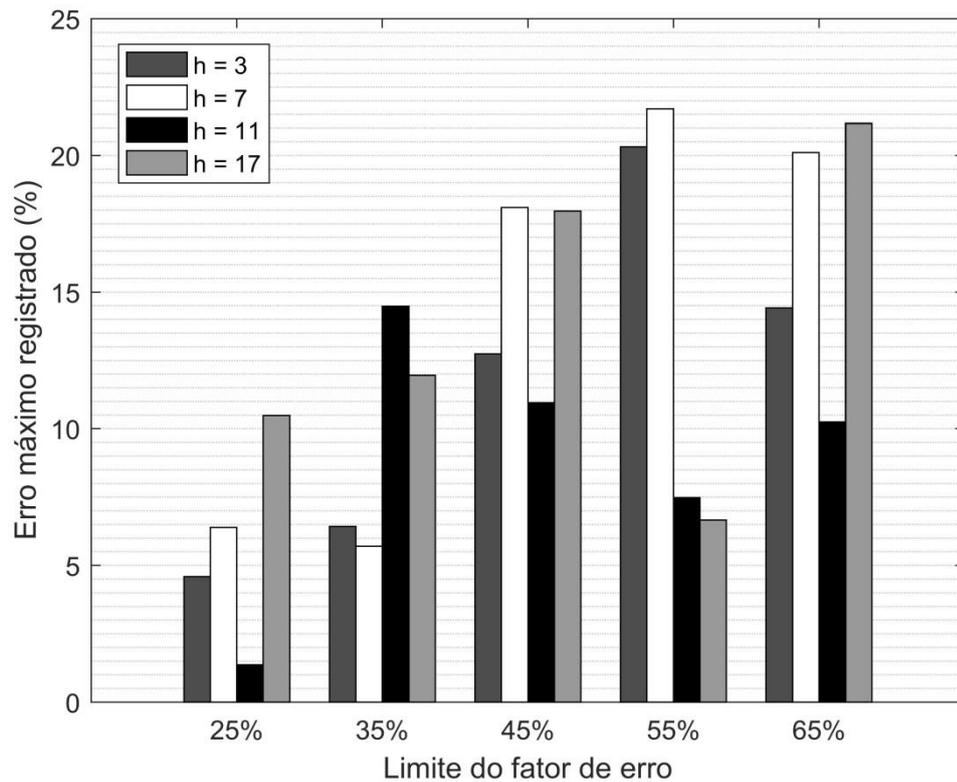


Figura 49 Desempenho do EE com aumento do limite de erro nos parâmetros das linhas do sistema.

Percebe-se que o erro verificado nos resultados do estimador de estados é inferior a metade do erro inserido sobre o parâmetro das linhas do sistema. Com o limite acima de 55%, os erros se mantiveram praticamente constantes.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi elaborado um estimador de estados para cálculo de distorção harmônica que pode ser executado sem a necessidade de medidores em todas as barras do sistema. Na primeira etapa de testes, o uso de pseudomedidas em três barras de um sistema de doze barras apresentou bom desempenho, quando executado em condições próximas as ideais, comparado aos resultados obtidos através de simulação em *ATP*. O maior erro verificado nessa fase foi de 0,1% e 0,02% no módulo e ângulo das tensões harmônicas, respectivamente.

Na etapa seguinte, o EE foi submetido a duas situações de adversidades que podem vir a acontecer em sistemas elétricos reais. Buscando representar possíveis erros de medidas provenientes de equipamentos da cadeia de medição, foram inseridos erros sobre as medições retiradas da simulação. Quando o limite do fator de erro foi de 10% da medida, os piores resultados obtidos pelo EE foram inferiores a 10% e 2% no módulo e ângulo de tensão, respectivamente. Quando o limite do fator de erro foi aumentado para 20%, o erro nos módulos de tensão foram inferiores a 20% e o erro nos ângulos não ultrapassou 6%. Assim, pode se concluir que o erro no estimador de estados varia quase de forma proporcional ao erro nas medidas.

A segunda adversidade considerada foi a presença de erros nos parâmetros das linhas do sistema, fato que é justificado pela variação de temperatura que altera os parâmetros elétricos dos condutores que compõem as linhas do sistema. Estes erros afetam a matriz admitância do sistema. Para essa situação também foram utilizados dois cenários, em um deles o limite do fator de erro foi de 5% sobre os parâmetros da linha, no outro o limite foi de 15%. No cenário com fator de erro até 5%, o maior erro registrado foi de 1,39% no valor eficaz da tensão harmônica e 0,29% no ângulo das tensões harmônicas. Já com alterações de até 15%, o pior caso observado foi de 6,8% no valor eficaz e 1,03% no ângulo das tensões

harmônicas. O que mostra que o estimador de estados é menos sensível à variação dos parâmetros das linhas do sistema quando comparado à variações nas medidas utilizadas.

O método apresentado se mostra útil de dois modos, primeiramente por viabilizar a monitoração do nível de harmônicas em um sistema com mais barras do que medidores instalados. Espera-se que com esses dados, os operadores possam tomar atitudes para corrigir altos níveis de harmônicos, identificando melhores localizações para filtros e identificar responsáveis. Em uma segunda utilidade, caso o sistema possua equipamentos de medição em todas as barras do sistema, a execução do estimador de estados utilizando pseudomedidas permite aferir os valores obtidos pelos medidores, identificando se estão funcionando corretamente.

Para o futuro, sugerem-se melhorias para o estimador de estados desenvolvido. A prioridade é a inclusão de análise e tratamento de erros grosseiros no código desenvolvido, pois conforme constatado, os erros entre as medidas e resultados são semelhantes. Outra melhoria é uma adaptação para aplica-lo a um sistema desequilibrado, mais condizente com a situação de redes de distribuição. Outra possibilidade é expandir a utilidade do estimador de estados adicionando novas funcionalidades, com a intenção de oferecer mais informações aos operadores do sistema. Uma melhoria importante para o método apresentado é contornar a limitação de estimar a tensão com pseudomedidas apenas em barras que não injetam harmônicas na rede. Para alcançar esse objetivo, convém analisar a possibilidade de desenvolver um estimador de estados híbrido, utilizando propostas de dois autores diferentes em um mesmo código.

REFERÊNCIAS

- ABUR, A.; GÓMEZ-EXPÓSITO, A. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, Inc. 2004 ISBN: 0-8247-5570-7.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 06 Mai. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acesso em: 11 Jun. 2016.
- ALMEIDA, C. F. M.; KAGAN, N. Harmonic State Estimation Through Optimal Monitoring Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.I.], v. 4, n. 1, p. 467-478. Mar. 2013.
- ARCEGA, F. J.; CARRERA, A. P. Study of harmonics thermal effect in conductors produced by skin effect. **IEEE Latin America Transactions**, [S.I.], v. 12, p. 1488-1495, Dec. 2014.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. Christchurch: John Wiley & Sons, Ltd. 2004. ISBN: 0-470-85129-5.
- BALDA, J. C. et al. Effects of harmonics on equipment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 8, n. 2, p. 672-680. Apr. 1992.
- BLANCO, A. M. et. al. Implementation of Harmonic Phase Angle Measurement for Power Quality Instruments. In: IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2016, Aachen. Piscataway: IEEE, 2016. p. 1-6.
- BUDEANU, C. **Puissances réactives et fictives**. Bucharest: Inst. Romain de l’Energie, 1927.
- CLEMENTS, K. A. The Impact of Pseudo-Measurements on State Estimator Accuracy. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, Detroit. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-4.
- DE LA ROSA, F. C. **Harmonics and Power Systems**. Hazelwood: Taylor and Francis. 2006. ISBN: 0-8493-3016-5.
- DU, Z.-P.; ARRILLAGA, J.; WATSON, N. Continuous harmonic state estimation of power systems. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, [S.I.], v. 143, n. 4, p. 329-336. Jul. 1996.
- ESCOBAR MARTINEZ, J. C. A.; DE LA ROSA, F. Shaft Torsional Vibration due to Non-linear Loads in low Capacity Turbine Units. In: POWER ENGINEERING SOCIETY

SUMMER MEETING, 3, 2001, Vancouver. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. p. 1403-1408.

FERREYRA, D. M.; SARMIENTO, A. C.; REINERI, C. A. Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation. **IEEE Latin America Transactions**, [S.I.], v. 11, n. 1, p. 499-504, Feb. 2013.

FLORES, W. et. al. Vida de transformadores de potencia submergidos em aceite: Situação actual. Parte I – Correlación entre la vida y la temperatura. **IEEE Latin America Transactions**, [S.I.], v.5, n.1, p. 50-54, Mar. 2007.

FRYZE, S. Active, reactive and apparent power in circuits with nonsinusoidal voltage and current. **Przegląd Elektrotechniczny**, [S.I.], n.22, p. 673-676. 1932.

GATOUS, O. M. O.; FILHO, J. P. A New Formulation for Skin-effect Resistance and Internal Inductance Frequency-Dependent of a Solid Cylindrical Conductor. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2004, São Paulo. **Proceedings...** Piscataway: IEEE. p. 919-924.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. Singapore: McGraw-Hill, 1994. p. 200-202. ISBN: 0-07-061293-5.

HABIBULLIN, M. et. al. Active Power Filter with Common DC Link for Compensation of Harmonic Distortion in Power Grids. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE AND EXPOSITION (PEMC), 16, 2014, Antalya. **Proceedings...** Piscataway: IEEE. p. 919-924.

HALLIDAY, D; RESNICK, R.; WALKER, J. **Fundamentals of Physics**. 6ed. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2001. v.3 ISBN: 85-216-1350-4.

HEYDT, G. T. Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 4, n. 1, p. 569-576, Jan. 1989.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2015**: – Executive Summary. Paris, 2015. Disponível em: <<https://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2015SUM.pdf>>. Acesso em: 06 Junho 2016.

KACZMAREK, M. Accuracy of Current Transformer with Current Errors at Harmonics Equal to the Limiting Values Defined in IEC 60044-8 Standard for Transformation of Distorted Primary Current. In: MODERN ELECTRIC POWER SYSTEMS, 5, 2015, Wrocław. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015. p. 1-4.

KACZMAREK, M. Measurement Error of Non-Sinusoidal Electrical Power and Energy Caused by Instrument Transformers. **IET Generation Transmission & Distribution**, [S.I.], v. 10, n. 14, p. 3492-3498. Jan. 2016.

KERSTING, W. H. Radial Distribution Test Feeders. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 3, 2001, Columbus. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. p. 908-912.

- LIAO, H. Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.I.], v. 22, n. 1, p. 15-23. Feb. 2007.
- MEYER, J.; STIEGLER, R.; KILTER, J. Accuracy of Voltage Instrument Transformers for Harmonic Measurements in Elering's 330-kV-Transmission Network. In: **ELECTRIC POWER QUALITY AND SUPPLY RELIABILITY (PQ)**, 10, 2016, Tallinn. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 85-90.
- MUELLER, S. et al. Harmonic and Supraharmonic Emission of On-board Electric Vehicle Chargers. In: **IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition, 2016, Morelia. Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 1-7.
- NEDJAWI, I. M. et al. Harmonic trends in NE USA: a preliminary view. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.I.], v. 14, n. 4, p. 1488-1494, Oct. 1999.
- OLATOKE, A.; DARWISH, M. Relay Coordination and Harmonic Analysis in a Distribution Network with over 20% Renewable Resources. In: **INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE**, 48, 2013, Dublin. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2013. p. 1-6.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- SADIKU, M. N. O. **Elements of Eletromagnetics**. New York: Oxford University Press, Inc. 2000. ISBN 0-19-513477-x.
- SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. C.; ROM, D. Power System Static State Estimation – Part I, II and III. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. [S.I.], v. PAS-90, n. 1, p. 120-135, Jan. 1970.
- SHEPHERD, W.; ZAKIKHANI, P. Suggested definition of reactive power for nonsinusoidal systems. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, [S.I.], v. 119, n. 9, p. 1361-1362. Sept. 1972.
- STIEGLER, R.; MEYER, J.; KILTER, J.; KONZELMANN, S. Assessment of Voltage Instrument Transformers Accuracy for Harmonic Measurements in Transmission Systems. In: **INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER**, 17, 2016, Belo Horizonte. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 152-157.
- SUPRYA, P.; Padmanabhan Nambiar, T. N. Harmonic State Estimation in a Distribution Generation System Environment. In: **GLOBAL CONFERENCE ON COMMUNICATION TECHNOLOGIES**, 2015, Thuckalay. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015. p. 121-124.
- XU, X. et. al. Harmonic emission of PV inverters under different voltage supply conditions and operating powers. In: **INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER**, 17, 2016, Belo Horizonte. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 373-378.

ZAMORA, I. et al. Influence of Power Quality on the Performance of Digital Protection Relays. In: IEEE Power Tech, 2005, Saint Petersburg. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2005. p. 1-7.

ANEXO A – RESULTADOS DO ESTIMADOR DE ESTADOS

h = 2

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	1.47	49.03	1.47	49.03
3	1.51	49.65	1.51	49.65
4	1.50	49.54	1.51	49.66
5	1.49	49.26	1.49	49.36
6	1.50	49.39	1.50	49.49
7	3.13	38.47	3.13	38.47
8	3.16	39.15	3.16	39.15
9	3.19	38.86	3.19	38.86
10	3.38	37.81	3.33	36.29
11	3.38	38.00	3.34	36.48
12	3.78	33.82	3.74	32.21

h = 3

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	6.87	73.45	6.87	73.45
3	7.11	73.54	7.11	73.53
4	7.11	73.53	7.11	73.52
5	6.98	73.45	6.99	73.49
6	7.04	73.45	7.05	73.49
7	12.21	71.13	12.21	71.13
8	12.49	71.41	12.49	71.41
9	12.54	71.04	12.54	71.04
10	12.52	70.38	12.44	70.22
11	12.60	70.47	12.52	70.31
12	12.84	68.33	12.77	68.15

h = 4

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	2.60	56.89	2.60	56.88
3	2.67	57.60	2.67	57.59
4	2.66	57.50	2.67	57.59
5	2.63	57.17	2.63	57.25
6	2.65	57.34	2.65	57.42
7	4.80	52.55	4.80	52.55
8	4.88	53.22	4.88	53.22
9	4.90	53.01	4.90	53.01
10	5.05	51.08	4.99	50.70
11	5.07	51.28	5.01	50.90
12	5.39	47.40	5.34	46.93

%%%

h = 5

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	11.12	78.73	11.12	78.72
3	11.52	78.83	11.52	78.83
4	11.52	78.83	11.51	78.82
5	11.30	78.75	11.32	78.77
6	11.40	78.76	11.42	78.79
7	19.61	77.44	19.61	77.44
8	20.07	77.65	20.07	77.65
9	20.14	77.42	20.14	77.42
10	19.99	76.83	19.92	76.80
11	20.12	76.90	20.06	76.88
12	20.36	75.38	20.29	75.34

%%%

h = 6

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	3.57	65.14	3.57	65.14
3	3.69	65.75	3.69	65.75
4	3.68	65.67	3.68	65.74
5	3.62	65.39	3.63	65.45
6	3.65	65.53	3.66	65.60
7	6.44	61.93	6.44	61.93
8	6.57	62.51	6.57	62.51
9	6.59	62.35	6.59	62.35
10	6.67	60.44	6.62	60.34
11	6.71	60.61	6.66	60.52
12	6.99	57.14	6.94	56.99

%%%

h = 7

Barra	ESTIMADOR DE ESTADOS		ATP	
	Tensão [V]	Ângulo [°]	Tensão [V]	Ângulo [°]
2	15.40	81.36	15.40	81.36
3	15.96	81.47	15.96	81.47
4	15.96	81.46	15.94	81.46
5	15.65	81.39	15.68	81.41
6	15.79	81.41	15.82	81.43
7	27.11	80.37	27.11	80.37
8	27.75	80.55	27.75	80.54
9	27.84	80.38	27.84	80.38
10	27.58	79.84	27.51	79.84
11	27.77	79.89	27.70	79.90
12	28.02	78.64	27.95	78.64

